

VISIT...

LANZAROTE  
*Caliente*.COM

Ю. П. СОЛОВЬЕВ

# Вспомогательное оборудование паротурбинных электростанций

---

---



МОСКВА • ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ • 1983

ББК 31.37

С 60

УДК 621.311.22.002.52

Рецензент М. Т. Няковская

Соловьев Ю. П.

С 60 Вспомогательное оборудование паротурбинных электростанций.—М.: Энергоатомиздат, 1983.— 200 с., ил.

В пер.: 1 р. 10 к.

Рассматриваются вспомогательное оборудование современных промышленно-отопительных ТЭЦ высокого давления, его характеристики, рекомендации по выбору и компоновке, а также методики расчетов, необходимых для выбора этого оборудования. Приведены полные технологические схемы промышленно-отопительных ТЭЦ. Рассмотрены характеристики топлив, используемых на ТЭЦ, освещены вопросы подготовки их к сжиганию. В специальную главу выделен пример комплексного выбора вспомогательного оборудования ТЭЦ.

Для инженерно-технических работников, занимающихся проектированием тепловых электростанций.

2303020100-546  
С 051(01)-83 36-83

ББК 31.37

6П2.11

© Энергоатомиздат, 1983

## ПРЕДИСЛОВИЕ

Непрерывному процессу усовершенствования технологии установок для теплоснабжения промышленных предприятий и выработки электроэнергии сопутствует непрерывное обновление конструкций оборудования, технологических схем, технических условий на поставку оборудования, норм и правил проектирования установок. Специализированные научно-исследовательские институты, занимающиеся вопросами энергетики, заводы энергетического оборудования ежегодно выпускают техническую документацию, предназначенную для проектных разработок тепловых электростанций. Обобщение этих материалов с учетом последних публикаций в области проектирования промышленных тепловых электростанций и является целью настоящей книги. Она освещает вопросы проектирования вспомогательного тепломеханического оборудования промышленно-отопительных электростанций. По вспомогательному оборудованию систем топливоснабжения и золошлакоудаления даны основные положения для проектирования, а также ссылки на литературу, освещающую вопросы проектирования этих частей установок. Вспомогательное тепломеханическое оборудование рассматривается применительно к современным крупным промышленно-отопительным электростанциям, сооружаемым в СССР.

Нормативные материалы и технические данные заводов-изготовителей по вспомогательному оборудованию приведены в книге по состоянию на 1 января 1982 г.

При составлении книги автор полагал, что читатель знаком с основами теплотехники и конструкциями выпускаемого основного энергетического оборудования, а также с технологией тепловых электростанций. По этим вопросам даны ссылки на вышедшую ранее литературу.

В книге принята международная система единиц (СИ). Однако, учитывая, что все нормы, ГОСТ, каталоги оборудования и техническая документация заводов-изготовителей оборудования разработаны с применением технической системы измерений МКГСС, в настоящей книге дан перевод единиц СИ в систему единиц МКГСС. В измерениях теплотехнических величин, не требующих большой точности, приняты округленные значения единиц, а именно: 0,1 МПа и 10 Па вместо соответственно 0,098 МПа и 9,81 Па. Нормальное барометрическое давление (760 мм рт. ст.) принято равным 0,1 МПа вместо 0,102 МПа. Для соответствия излагаемого материала действующей исходной технической до-



кументации в измерениях массового и объемного расхода за единицу времени принят час (т/ч, м<sup>3</sup>/ч, кг/ч). Измерение выработки пара котлами сохранено в тоннах в час.

В гл. 6 приводятся примеры выбора вспомогательного оборудования, которые будут облегчать читателям усвоение излагаемого материала.

Автор выражает благодарность инж. А. Л. Цехановскому, написавшему гл. 5 и § 2.5 книги, а также редактору книги В. И. Кушныреву за тщательный просмотр рукописи и ряд ценных предложений по ее улучшению.

Замечания и отзывы по материалам, излагаемым в книге, автор просит направлять по адресу: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10, Энергоатомиздат.

*Автор*

## Глава первая

### ТЕПЛОФИКАЦИЯ КОМПЛЕКСОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

#### 1.1. Назначение и область использования промышленно-отопительных ТЭЦ

Теплоснабжение промышленных комплексов, объединяющих группу промышленных предприятий какой-либо отрасли промышленности и расположенных вблизи друг от друга, а также относящихся к ним жилищно-коммунальных секторов (ЖКС — поселок городского типа, город или часть города), осуществляется от источников централизованного теплоснабжения. Промышленные предприятия для технологических процессов в основном используют пар низкого давления (0,3—1,5 МПа) и в отдельных случаях пар с большим давлением, а также горячую (перегретую) воду с температурой до 150—180 °С. Отопительно-вентиляционные системы промышленных предприятий и ЖКС используют теплоту, транспортируемую к ним также в виде горячей (перегретой) воды с расчетной температурой 150—180 °С.

Централизованное теплоснабжение крупных промышленных комплексов с суммарной тепловой нагрузкой 700—800 МВт (600—700 Гкал/ч) и выше, как правило, осуществляется от теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) с комбинированной выработкой электрической энергии и теплоты. Такая система теплоснабжения, как известно, называется теплофикацией. В зависимости от вида используемого топлива различают пылеугольные, газомазутные и атомные ТЭЦ [1—4].

В настоящее время и в ближайшей перспективе в системах теплофикации в основном будут распространены паротурбинные ТЭЦ, работающие на органическом топливе. Для Урала и районов, расположенных восточнее Урала, преимущественно будут сооружаться крупные ТЭЦ на твердом топливе. Системы теплоснабжения европейской части СССР в основном будут базироваться на газомазутном и ядерном топливе, а также на углях Кузнецкого бассейна.

#### 1.2. Технологический комплекс ТЭЦ

В настоящей книге рассматриваются паротурбинные ТЭЦ высокого давления, работающие на органическом топливе с теплофикационными турбинами мощностью от 80 до 250 МВт и паровыми котлами паропроизводительностью от 420 до 1000 т/ч. Это оборудование является основным для современных паротурбинных промышленно-отопительных ТЭЦ.

По организационной структуре, принятой в Минэнерго СССР, технологический комплекс ТЭЦ включает:

1. Управление в составе: производственно-технического отдела с конструкторской группой (ПТО); планово-экономического отдела или группы; отдела или группы материально-технического снабжения; бухгалтерии; отдела или группы капитального строительства (ОКС).

2. Топливо-транспортный цех, объединяющий оборудование для приема, хранения, транспорта и первичной подготовки твердого и жидкого топлива (см. гл. 5).

3. Котлотурбинный цех (КТЦ), объединяющий основное и вспомогательное котельное и турбинное оборудование, газовое хозяйство, системы подачи жидкого топлива, золоудаление и шлакоудаление в пределах главного корпуса ТЭЦ, а также оборудование пиковых котельных (см. гл. 2—5).

4. Электроцех, в состав которого входят системы распределения электроэнергии, связи ТЭЦ с энергосистемой и масляное хозяйство ТЭЦ.

5. Цех тепловой автоматики и измерений.

6. Химический цех, в состав которого входят установки для подготовки воды, идущей на восполнение потерь пара и конденсата в цикле ТЭЦ, для очистки конденсата и приготовления подпиточной воды теплосети.

7. Гидротехнический цех (или гидротехнический участок в составе КТЦ), объединяющий техническое водоснабжение ТЭЦ и системы внешнего гидравлического золошлакоудаления.

Кроме того, имеются цехи централизованного ремонта оборудования, наладки и испытания оборудования, теплоснабжения и подземных коммуникаций, ремонтно-строительный и лаборатория металлов.

Для ТЭЦ с турбинами мощностью меньше 135 МВт (80 и 100 МВт) предусматривается сокращенная организационная структура, по которой гидротехнический цех и цех наладки и испытания оборудования объединены с котлотурбинным цехом. Для ТЭЦ, сжигающих мазут, подаваемый по трубопроводу, или газовое топливо, функции топливо-транспортного цеха исполняет КТЦ, а цеха теплоснабжения и подземных коммуникаций — ремонтно-строительный цех.

Ограниченный объем настоящей книги не позволяет рассмотреть одновременно вспомогательное оборудование всех перечисленных выше подразделений ТЭЦ, поэтому в ней рассматривается только оборудование, входящее в комплекс котлотурбинного цеха.

Основным оборудованием рассматриваемых промышленно-отопительных ТЭЦ являются паровые турбины с промышленными и теплофикационными отборами пара и паровые котлы с топочными устройствами для сжигания твердого или газомазутного топлива. Котлы и турбины для ТЭЦ рассчитаны на работу с паром высоких параметров — 13,7 МПа (140 кгс/см<sup>2</sup>), 560°C за котлами и 12,7 МПа (130 кгс/см<sup>2</sup>); 555°C перед турбинами. Исключением являются блоки мощностью 250 МВт, которые работают с закритическими параметрами пара — 25 МПа (255 кгс/см<sup>2</sup>), 545°C за котлом и 23,5 МПа (240 кгс/см<sup>2</sup>), 540°C перед турбиной.

Номенклатура и характеристики основного оборудования, выпускаемого промышленностью для рассматриваемых ТЭЦ, приведены в табл. 1.1 и 1.2.

Отопительные турбины Т-250 и Т-180 с промежуточным перегревом в основном применяются для отопительных ТЭЦ большой мощности. Турбины Т-250/300-240-3 устанавливаются в блоке с котлом Пп-950-255 паропроизводительностью 1000 т/ч, а Т-180/210-130 — с котлом Еп-670-140 паропроизводительностью 670 т/ч.

Наиболее широкое применение на ТЭЦ промышленно-отопительного назначения имеют котлы Барнаульского котельного завода (БКЗ) паропроизводительностью 420—450 т/ч и Таганрогского котельного завода (ТКЗ) паропроизводительностью 400 и 500 т/ч.

Таблица 1.1. Номенклатура и характеристики паровых турбин, применяемых в промышленно-отопительных ТЭЦ (ГОСТ 3618-76)

| Тип турбины, основные параметры и заводской номер                                 | Характеристики турбин при номинальной мощности и номинальных отборах |                                    |                                               |                      |                      |                      |                                              |                                |                                               |                                | Параметры пара в промышленных отборах или за турбиной при номинальном режиме (приближенно) |                                       |
|-----------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------------------|--------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|
|                                                                                   | Электрическая мощность, кВт                                          | Номинальная мощность, МВт/1000 кВт | Пределы регулирования давления в отборах, МПа |                      | отопительный отбор Г | противодавление, атм | Номинальный отбор (при номинальной мощности) |                                | Максимальный отбор (при номинальной мощности) |                                | Расход свежего пара при номинальном режиме, т/ч                                            | $P, P_n, ^\circ\text{C}$<br>МПа/т, °C |
|                                                                                   |                                                                      |                                    | промышленный отбор П                          | отопительный отбор Г |                      |                      | $P, \text{т/ч}$                              | $T, \text{МВт}, P, \text{т/ч}$ | $P, \text{т/ч}$                               | $T, \text{МВт}, P, \text{т/ч}$ |                                                                                            |                                       |
| Турбины с номинальными параметрами пара 12,7 МПа, 535°C (540°C для турбины Т-180) |                                                                      |                                    |                                               |                      |                      |                      |                                              |                                |                                               |                                |                                                                                            |                                       |
|                                                                                   | 180 000                                                              | 300                                | —                                             | 0,05—0,15            | —                    | —                    | —                                            | 300                            | —                                             | —                              | 656                                                                                        | —                                     |
|                                                                                   | 210 000                                                              | 260                                | —                                             | 0,06—0,2             | —                    | —                    | —                                            | 314                            | —                                             | —                              | 745                                                                                        | —                                     |
|                                                                                   | 175 000                                                              | 314                                | —                                             | 0,05—0,2             | —                    | —                    | —                                            | 204                            | —                                             | —                              | 480                                                                                        | —                                     |
| Конденсационные с отопительным отбором:                                           | 210 000                                                              | 270                                | —                                             | 0,06—0,3             | —                    | —                    | —                                            | 314                            | —                                             | —                              | —                                                                                          | —                                     |
|                                                                                   | 110 000                                                              | 204                                | —                                             | 0,05—0,2             | —                    | —                    | —                                            | 204                            | —                                             | —                              | —                                                                                          | —                                     |
| Т-110/120-130-А, УТМЗ (ТУ 108-785-78)                                             | 120 000                                                              | 175                                | —                                             | 0,06—0,25            | —                    | —                    | —                                            | —                              | —                                             | —                              | —                                                                                          | —                                     |
| Конденсационные с промышленным и отопительным отборами                            |                                                                      |                                    |                                               |                      |                      |                      |                                              |                                |                                               |                                |                                                                                            |                                       |
|                                                                                   | 135 000                                                              | 128                                | 1,2—2,1 (1,5)                                 | 0,04—0,12            | —                    | —                    | 320                                          | 128                            | 390                                           | 163 (N=100 МВт)                | 750                                                                                        | 1,5/275                               |
|                                                                                   | 165 000                                                              | 110                                | —                                             | 0,09—0,25            | —                    | —                    | —                                            | —                              | —                                             | —                              | —                                                                                          | —                                     |
| ПТ-135/165-130/15, УТМЗ (ТУ 24-2-426-73)                                          |                                                                      |                                    |                                               |                      |                      |                      |                                              |                                |                                               |                                |                                                                                            |                                       |

---

Параметры пары в про-

<sup>41</sup> Без использования встроенных пучков конденсаторов.

\*Если запертый второй отсек.

3. Характеристики турбин Т-250 приведены при работе на свежем воздухе в паре и паре из промежуточного перегревателя с температурой 540°C соответственно параметрам пара, пы. лодышного котлом.

4. Заводы-изготовители: УТМЗ—производитель турбомоторный завод; ЛМЗ—производитель Ленинградский завод.

Таблица 1.2. Номенклатура и характеристики энергетических котлов, применяемых в промышленно-отопительных ТЭЦ высокого давления (ГОСТ 3619-76)

| Тип котла, основные параметры пара и питательной воды, завод-изготовитель | Номинальная производительность, т/ч | Топливо (факельное сжигание)                      | Температура уходящих газов, °С | КПД brutto, %            | Размеры по осям котлов, м |         |                    |        |
|---------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------|---------------------------------------------------|--------------------------------|--------------------------|---------------------------|---------|--------------------|--------|
|                                                                           |                                     |                                                   |                                |                          | собственно котла          |         | котельной          |        |
|                                                                           |                                     |                                                   |                                |                          | ширина                    | глубина | высота (расчетная) | ширина |
| <b>13,7 МПа, 560 °С, 230 °С</b>                                           |                                     |                                                   |                                |                          |                           |         |                    |        |
| Е-420-140 ЦГМ, БКЗ (модель БКЗ-420-140-ЦГМ-4)                             | 420—450                             | Мазут, газ                                        | 150, мазут<br>110, газ         | 93,5, мазут<br>94,7, газ | 14,0                      | 14,5    | 32,5               | 24     |
| Е-420-140 ГМ, ТКЗ (модель ТГМ-84 Б)                                       | 420                                 | То же                                             | 160, мазут<br>130, газ         | 90,7, мазут<br>91,7, газ | 15,4                      | 13,9    | 31,5               | 24     |
| Е-480-140 ГМ, ТКЗ (модель ТГМ-96 Б)                                       | 480                                 | "                                                 | 150, мазут<br>120, газ         | 92,1, мазут<br>92,9, газ | 16,0                      | 15,3    | 32,8               | 36     |
| Е-500-140 ГМН, ТКЗ (модель ТГМ-64)                                        | 500                                 | "                                                 | 150, мазут<br>120, газ         | 94,1, мазут<br>94,4, газ | 17,45                     | 17,8    | 36,7               | 24     |
| Е-420-140 Ж, БКЗ (модель БКЗ-420-140 ПТ-2)                                | 420                                 | Бурые угли Канско-Ачинского бассейна, жидкий шлак | 150                            | 92,1                     | 19,5                      | 20,0    | 40,0               | 30     |
| Е-420-140, БКЗ (модель БКЗ-420-140-7С)                                    | 420                                 | Бурые и каменные угли типа карагандинского        | 130                            | 91,7                     | 19,5                      | 20,0    | 40,0               | 30     |
| Е-420-140, ТКЗ (модель ТП-81)                                             | 420                                 | Каменные кузнецкие угли                           | 130                            | 91,5                     | 15,8                      | 18,2    | 39,7               | 24     |
| Е-500-140, ТКЗ (модель ТП-430)                                            | 500                                 | Уголь                                             | 130                            | 92,5                     | 16,08                     | 18,22   | 43,8               | 36     |
| Еп-670-140 ГМН, ТКЗ (модель ТГМ-206/СО)                                   | 670                                 | Мазут, газ                                        | 160, мазут<br>130, газ         | 93,8, мазут<br>94,3, газ | 28,1                      | 24,88   | 36,63              | 36     |
| Еп-650-140, ТКЗ (модель ТП-209)                                           | 650                                 | Каменный уголь                                    | 130                            | 90,0                     | 18,0                      | 40,0    | 67,0               | 36     |
| <b>25,0 МПа, 545°С, 270°С</b>                                             |                                     |                                                   |                                |                          |                           |         |                    |        |
| Пп-1000-255 ГМН, ТКЗ (модель ТГМ-344А)                                    | 1000                                | Мазут, газ                                        | 140, мазут<br>120, газ         | 93,8, мазут<br>94,6, газ | 20,5                      | 25,3    | 49,5               | 30     |
| Пп-1000-255 Ж, ТКЗ (модель ТПП-312/А)                                     | 1000                                | Уголь, жидкий шлак                                | 150                            | 92,4                     | 18,6                      | 23,0    | 52,0               | 48     |

Примечания: 1. Характеристики котлов меньшей производительности см. [6].

2. Завод-изготовитель: БКЗ—Буратунский котельный завод. Производственное объединение «Сибэнергомаш»; ТКЗ—Татарстанский котельный завод, производственное объединение «Красный котельщик».

3. Температура уходящих газов и КПД котла приведены ориентировочно и подлежат уточнению для каждого конкретного котла по тепловому расчету.

Современные промышленно-отопительные ТЭЦ проектируются по блочному принципу или с упрощенными поперечными связями. При этом соответственно номинальным расходам свежего пара (см. табл. 1.1) турбины Т-175, ПТ-135, Р-100 комплектуются двумя котлами по 400—500 т/ч и составляют так называемый дубль-блок. Турбины Т-100, ПТ-80 и Р-50 комплектуются одним таким же котлом и образуют с ним моноблок. Турбины Т-250 и Т-180 комплектуются специально сконструированными для них котлами с промежуточным перегревом по моноблочному принципу (см. гл. 3). К основному оборудованию ТЭЦ относятся также водогрейные котлы и паровые котлы низкого давления; последние могут быть необходимы во время строительства ТЭЦ и в пусковой период, а также при опережающем вводе в эксплуатацию водогрейных котлов. По завершении строительства ТЭЦ паровые котлы низкого давления обычно используются в качестве пиковых [3]. Номенклатура водогрейных котлов и паровых котлов низкого давления для ТЭЦ рассматриваемого профиля приведена в табл. 1.3.

Таблица 1.3. Номенклатура пиковых котлов, применяемых в промышленно-отопительных ТЭЦ высокого давления (ГОСТ 21563-76 и ГОСТ 3619-76)

| Тип котла и завод-изготовитель | Номинальная теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч); паропроизводительность, т/ч | Топливо                                         |
|--------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------|
| КВ-ГМ-180-150, БКЗ             | 209 (180)                                                                      | Мазут, природный газ                            |
| КВ-ГМ-100-150, ДКЗ             | 116 (100)                                                                      | То же                                           |
| КВ-ТК-100-150-4, БКЗ           | 116 (100)                                                                      | Экибастузский каменный уголь                    |
| КВ-ТК-100-150-5, БКЗ           | 116 (100)                                                                      | Кузнецкий каменный уголь                        |
| КВ-ТК-100-150-6, БКЗ           | 116 (100)                                                                      | Ирша-бородинский бурый уголь                    |
| Е-160-24, ТКЗ                  | 160                                                                            | Кузнецкий, экибастузский, ирша-бородинский угли |
| Е-160-24, ТКЗ                  | 160                                                                            | Мазут, природный газ                            |
| Е-100-24, ТКЗ                  | 100                                                                            | Кузнецкий, экибастузский, ирша-бородинский угли |
| Е-101-24 ТКЗ                   | 100                                                                            | Мазут, природный газ                            |

Примечания: 1. Номенклатуру и характеристики котлов меньшей теплопроизводительности (водогрейных и паровых) см. в каталогах заводо-изготовителей котельного оборудования.  
2. ДКЗ—Дорогобужский котельный завод.

Все типы водогрейных котлов, указанные в табл. 1.3, рассчитаны на подогрев воды до 150°C, но могут работать с увеличением подогрева воды до 200°C. Следует, однако, заметить, что увеличение подогрева воды сверх 150°C влечет за собой усложнение и удорожание приготовления подпиточной воды теплосети. При повышении температуры подогрева воды качество подпиточной воды, обработанной коррекционным способом (подкисление), уже не удовлетворяет нормам. Допустимое ионное произведение  $[Ca] \cdot [SO_4]$  в подпиточной воде резко снижается. Так, например, при подогреве воды до 150°C допустимо иметь это произведение равным 10,6, а при подогреве воды до 180°C оно не должно быть больше 2,9. В связи с этим повышение температуры подогрева воды сверх 150°C приводит, как правило, к необходимости перехода на более глубокое умягчение подпиточной воды, что удорожает его приготовление. Особенно значительно это удорожание для систем теплоснабжения с открытым водоразбором, где расходы подпиточной воды больше. В системах теплоснабжения с расчетным перепадом температур 150—70°C увеличение подогрева воды в водогрейных котлах свыше 150°C, как правило, экономически не оправдывается, хотя и может дать некоторую экономию в затратах на рециркуляцию (см. § 3.3).

Таблица 1.4. Характеристики водогрейных котлов (типоразмеры рассматриваемого профиля см. табл. 1.3. ГОСТ 21563-76)

| Характеристики котлов при номинальной нагрузке для основного и пикового режимов | Марка котла, топливо** |                      |                      |                      |                         |                         |                    |
|---------------------------------------------------------------------------------|------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------|
|                                                                                 | КВ-ГМ-180              |                      | КВ-ГМ-100            |                      | КВ-ТК-100**             |                         |                    |
|                                                                                 | Газ                    | Мазут                | Газ                  | Мазут                | Бурый приша-борд-инский | Каменный экибастуз-ский | Каменный кузнецкий |
| Номинальная теплопроиз-водительность, МВт                                       | 209                    | 209                  | 116,3                | 116,3                | 116,3                   | 116,3                   | 116,3              |
| Расчетный расход воды в основном режиме, т/ч                                    | 2210                   | 2210                 | 1235                 | 1235                 | 1236                    | 1236                    | 1236               |
| То же в пиковом режиме, т/ч                                                     | 4420                   | 4420                 | 2460                 | 2460                 | 2480                    | 2480                    | 2480               |
| Минимально допустимое давление воды за кот-лом, МПа                             | 0,8                    | 0,8                  | 0,8                  | 0,8                  | 0,8                     | 0,8                     | 0,8                |
| Расчетная температура воды на входе в котел в основном режиме, °С               | 70                     | 70                   | 70                   | 70                   | 70                      | 70                      | 70                 |
| То же в пиковом режиме, °С                                                      | 110                    | 110                  | 110                  | 110                  | 110                     | 110                     | 110                |
| Расчетная температура воды на выходе, °С                                        | 150                    | 150                  | 150                  | 150                  | 150                     | 150                     | 150                |
| Гидравлическое сопротив-ление собственно котла по газовому тракту, МПа          | $135 \times 10^{-5}$   | $135 \times 10^{-5}$ | $120 \times 10^{-5}$ | $120 \times 10^{-5}$ | $119 \cdot 10^{-5}$     | $102 \cdot 10^{-5}$     | $93 \cdot 10^{-5}$ |
| Температура уходящих га-зов, °С                                                 | 175                    | 195                  | 140                  | 180                  | 193                     | 188                     | 208                |
| КПД котла в основном режиме, %                                                  | 91,5                   | 91,0                 | 92,7                 | 91,3                 | 90,0                    | 89,8                    | 89,6               |
| Расчетный расход топли-ва в основном режиме, т/ч (м³/ч)                         | 22 900                 | 20,8                 | 12 520               | 11,5                 | 29,3                    | 27,2                    | 17,6               |
| Способ очистки от золы конвективных поверх-ностей нагрева                       | Дро-бью                | Дро-бью              | Дро-бью              | Дро-бью              | Дробью                  | Дробью                  | Дробью             |
| Размеры котельной яче-йки по осям колонны зда-ния, м:                           |                        |                      |                      |                      |                         |                         |                    |
| глубина                                                                         | 18                     | 18                   | 18                   | 18                   | 30+18**                 | 30+24**                 | 30+24**            |
| ширина                                                                          | 18                     | 18                   | 12                   | 12                   | 18                      | 18                      | 18                 |
| высота                                                                          | 9,6**                  | 9,6**                | 16,4**               | 16,4**               | 31,3                    | 31,3                    | 13,3               |

\*Характеристики котлов заданы при сжигании следующих топлив: мазут сернистый, М-100 с  $Q_R = 38,8$  МДж/кг; природный газ с  $Q_R = 36,2$  МДж/м³; бурый приша-борд-инский уголь с  $Q_R = 15,63$  МДж/кг; каменный экибастузский уголь с  $A^p = 35\%$  и  $Q_R = 20,8$  МДж/кг; каменный кузнецкий уголь марки Г с  $Q_R = 25,2$  МДж/кг

\*\*По данным для головных образцов котла, изготовленных ЕКС.

\*В размере ячейки по глубине вторая цифра относится к месту установки золосовкателей и тягачей вых машин.

\*\*Для котла КВ-ГМ-100 указана нижняя отметка фермы перекрытия котельной при условии установки подвешенного крана грузоподъемностью 10 т.

\*\*Голустристая установка котла.

Характеристики рассматриваемых водогрейных котлов (см. табл. 1.3) приведены в табл. 1.4.

Приведенные в табл. 1.4 габариты котельной ячейки определены из расчета размещения водогрейного котла с его фундаментом, площадками обслуживания, минимально необходимыми проходами и сквоз-



ным проездом вдоль фронта котлов шириной примерно 3 м для обеспечения ремонтных работ. В котельной ячейке газомазутных котлов размещается котел с площадками обслуживания, оборудованные дробеочистки и другое мелкое вспомогательное оборудование. В основной котельной ячейке пылеугольных водогрейных котлов размещаются также угле-размольные мельницы. Основные тягодутьевые машины и золоуловители пылеугольных водогрейных котлов должны размещаться вне здания котельной на открытом воздухе или в пристройке. При размещении в основном здании котельной перед фронтом котлов другого вспомогательного оборудования, например деаэраторов, насосов, оборудования топливopодачи, пролет котельной соответственно увеличивается по сравнению с указанной глубиной котельной ячейки.

**Котел KB-ГМ-180.** Газомазутный водогрейный котел, выпускаемый Барнаульским котельным заводом, имеет Т-образную газоплотную двухпоточную (по топочным газам) конструкцию. Общий вид его представлен на рис. 1.1, а гидравлические схемы — на рис. 1.2.

Гидравлическая схема котла для работы в пиковом режиме на ТЭЦ—одноходовая (рис. 1.2,а). Сетевая вода, поступающая во входную камеру (коллектор) котла, разделяется на два параллельных потока—правый и левый. В каждом потоке вода проходит параллельно через экранные и конвективные поверхности нагрева котла и собирается в выходной камере. Для работы котла в основном режиме гидравлическая

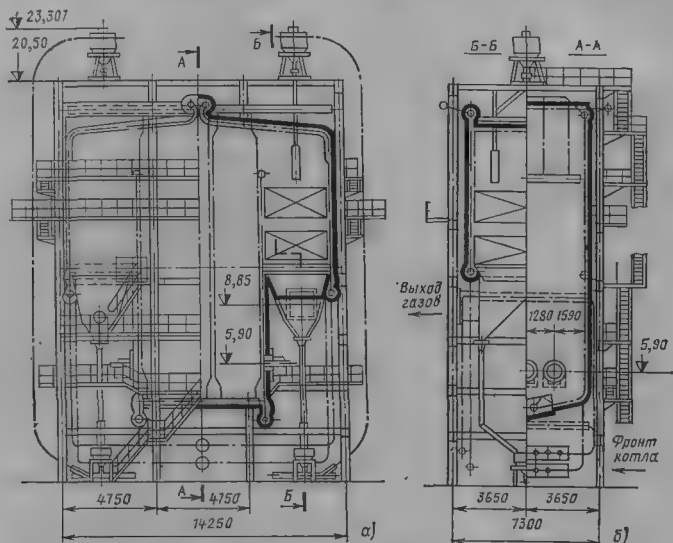


Рис. 1.1. Общий вид газомазутного водогрейного котла типа KB-ГМ-180 с Т-образной компоновкой теплопроводительностью примерно 210 МВт:

а—вид с фронта и поперечный разрез; б—продольный разрез по топке и по конвективной

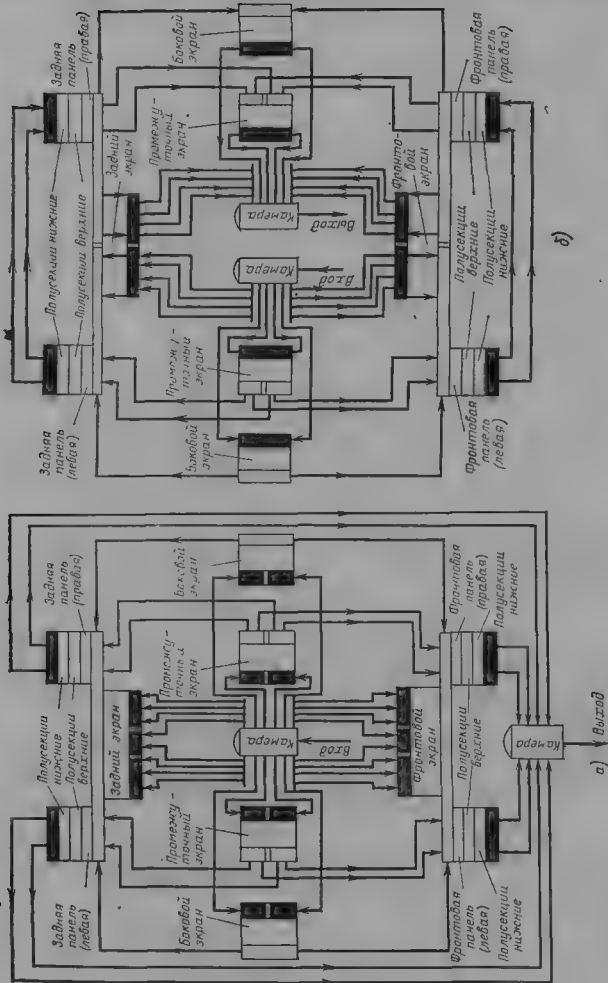


Рис. 1.2. Гидравлические схемы газомазутного котла типа KB-1М-180 для пикового (а) и основного (б) режимов

схема — двухходовая последовательная (рис. 1.2,б). Вода последовательно проходит через поверхности нагрева левой и правой сторон котла и собирается в выходном коллекторе.

При пиковой схеме котла через него можно пропустить 4420, а при основной схеме 2210 т/ч воды.

Трубная система котла состоит из экранных и конвективных поверхностей нагрева. Экраны выполнены из труб 60×4, змеевики (ширмы) конвективных пучков — из труб 32×3, а главные входной и выходной коллекторы — из труб 720×12 мм. Трубная система котла подвешена на металлическом каркасе и свободно расширяется вниз.

Котел оборудован шестью механическими мазутными горелками по ОСТ 24.836.01 производительностью 4,6 т/ч каждая, расположенными по три на боковых стенах котла под конвективными шахтами. На фронтальной и задней стенах котла имеется по одному охлаждаемому люку для доступа в топочную камеру.

Топочная камера полезным объемом 612 м<sup>3</sup> и площадью лучевоспринимающей поверхности нагрева 535 м<sup>2</sup> имеет размеры: по фронту 6480, вдоль оси котла 5740 мм.

Конвективные поверхности нагрева котла (4940 м<sup>2</sup>) размещаются в двух шахтах, расположенных с боков топочной камеры и имеющих равные с ней размеры вдоль оси котла. По ширине конвективные шахты имеют размер 3329 мм. Змеевики конвективных пучков расположены вдоль оси котла, концы их сварены в вертикальные экранные трубы, образующие ограждение конвективных шахт. Снизу конвективные шахты имеют бункера для сбора дрови. Отвод топочных газов производится через патрубки квадратного сечения (1,5×1,5 м) в бункерах, расположенных вдоль оси котла на отметке 8,85 м над уровнем пола котельной (см. рис. 1.1).

Каждая конвективная шахта имеет дробеструйную установку, работающую на сжатом воздухе от воздуходувки, и систему трубопроводов для тушения пожаров в конвективной шахте. Обмуровка котла натрубная, облегченная. Давление мазута перед горелками 4,5 МПа при температуре, обеспечивающей вязкость мазута не более 2—3° ВУ. При работе котла на газе давление его перед котлом должно быть примерно 0,175 МПа. Котел допускает полуоткрытую установку.

До освоения выпуска специальных тягодутьевых машин для водогрейных котлов котел КВ-ГМ-180 временно оборудуется следующими тягодутьевыми машинами:

одним дымососом типа ДН-24×2-0,62 с расчетной подачей 526·10<sup>3</sup> м<sup>3</sup>/ч, расчетным давлением 110·10<sup>-5</sup> МПа и мощностью электродвигателя 366 кВт;

одним дутьевым вентилятором типа ВДН-IIу с расчетной подачей 278·10<sup>3</sup> м<sup>3</sup>/ч, расчетным давлением 520·10<sup>-5</sup> МПа и мощностью электродвигателя 630 кВт.

Котел КВ-ГМ-100. Газомазутный водогрейный котел, выпускаемый Дорогобужским котельным заводом, имеет прямоугольную П-образную бескаркасную конструкцию с облегченной обмуровкой, укрепляемой на экранных трубах. Площадки обслуживания котлов крепятся к самостоятельным металлоконструкциям, опирающимся на портал котла.

Конструкция котла представлена на рис. 1.3. Котел рассчитан на работу с дымососами и допускает изменение нагрузки в пределах от 20 до 100%. Гидравлические схемы котла КВ-ГМ-100 представлена на рис. 1.4.

Все экраны топочной камеры котла и задний экран выполнены из труб диаметром 60 мм с шагом 64 мм. Конвективная поверхность нагре-

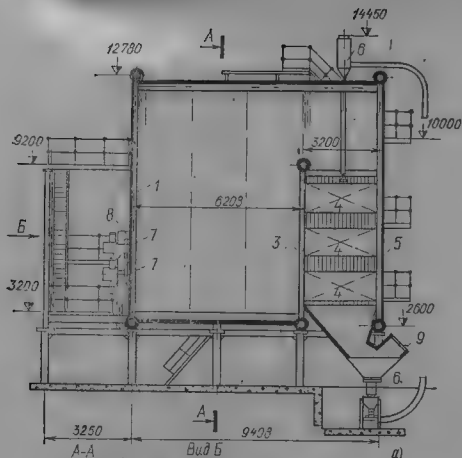


Рис. 1.3. Общий вид водогрейного газомасляного котла типа КВ-ГМ-100 с П-образной компоновкой теплопроводности 116,3 МВт (100 Гкал/ч):

а — продольный разрез: 1 — передний экран; 3 — промежуточный экран; 4 — коллективные пакеты; 5 — задний экран; 6 — дробеочистительная установка; 7 — газомасляные горелки; 8 — вход вторичного воздуха; 9 — выход топочных газов; б — поперечный разрез: 2 — боковой экран; 7 — газомасляные горелки

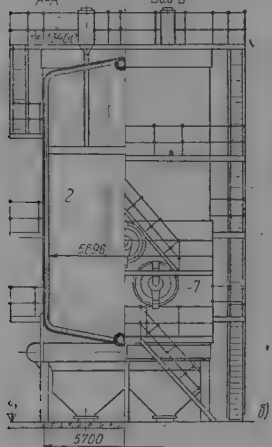
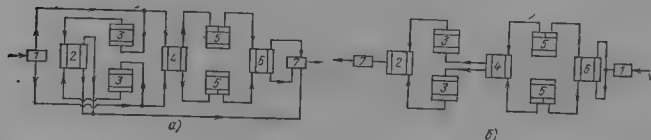


Рис. 1.4. Гидравлические схемы водогрейного котла типа КВ-ГМ-100 для ликового (два потока) (а) и основного (один поток) (б) режимов:

1 — входной коллектор; 2 — задний экран; 3 — коллективная часть; 4 — промежуточный экран; 5 — боковой экран топки; 6 — фронтальный экран топки; 7 — выходной коллектор котла



ва состоит из трех пакетов горизонтальных ширм (U-образные змеевики) диаметром 28 мм, расположенных параллельно фронту котла. Ширмы, составляющие пакет конвективной поверхности нагрева, ввариваются в трубы-стойки диаметром 83 мм, размещаемые на боковых стенках конвективной шахты. Пакеты ширм образуют пучки с шахматным расположением труб при  $S_1=64$  мм и  $S_2=40$  мм. Площадь полной лучевоспринимающей поверхности нагрева топочной камеры 325 м<sup>2</sup>, Суммарная площадь конвективной поверхности пучка 2385 м<sup>2</sup>.

Котел оборудован ротационными газомазутными горелками. На котле КВ-ГМ-100 устанавливаются три горелки РГМГ-30 производительностью по мазуту 3855 кг/ч и по природному газу 4175 м<sup>3</sup>/ч (при нормальных условиях). Горелка РГМГ-30 оборудована ротационной форсункой Р-3500 завода «Ильмарине». Привод мазутной форсунки от электродвигателя с частотой вращения 2880 об/мин мощностью 3 кВт. Требуемое давление мазута перед горелками 0,2 МПа, и допустимая вязкость мазута 6—8° ВУ. Требуемое давление газа перед горелками 0,04 МПа. Горелки устанавливаются на коробе вторичного дутья, который крепится к вертикальным камерам фронтального экрана. Из этого короба вторичный воздух поступает в регистры горелок. Ротационные газомазутные горелки требуют также подвода первичного воздуха с давлением  $(850-900) \cdot 10^{-5}$  МПа, который подается от высоконапорного вентилятора. К горелкам типа РГМГ-30 устанавливается по одному вентилятору типа 30ЦС-85. Электродвигатель вентилятора имеет частоту вращения 3000 об/мин и мощность 7,3 кВт.

Вентиляторы первичного воздуха устанавливаются в непосредственной близости от фронта котла и забирают воздух из напорного воздухопровода и, таким образом, выполняют роль второй ступени нагнетания дутьевого воздуха. Котлы, работающие на мазуте, оборудуются дробеструйной установкой для удаления наружных отложений с конвективных поверхностей нагрева. Подача дроби наверх производится сжатым воздухом, подаваемым от ротационной воздушной подушки. Обмуровка котлов облегченная, натрубная толщиной примерно 110 мм. Для удаления воздуха из трубной системы при заполнении котла водой на верхних камерах установлены воздушники. На потолке топочной камеры установлены два предохранительных клапана.

По техническим условиям на поставку водогрейных котлов КВ-ГМ-100 (ТУ 108-912-81) они комплектуются тягодутьевыми машинами: одним дымососом Д-18×2 с подачей 248 000 м<sup>3</sup>/ч, давлением  $198 \times 10^{-5}$  МПа, с электродвигателем мощностью 250/145 кВт и частотой вращения 600/500 об/мин и одним дутьевым вентилятором ВД-15,5 с подачей 69 000 м<sup>3</sup>/ч, давлением  $372 \cdot 10^{-5}$  МПа, с электродвигателем мощностью 125 кВт и частотой вращения 750 об/мин.

Котел КВ-ТК-100. Пылеугольный водогрейный котел КВ-ТК-100 116,3 МВт (100 Гкал/ч) разработан БКЗ в трех модификациях — для сжигания ирша-бородинского бурого угля, экибастузского каменного угля с зольностью 38 % или кузнецкого каменного угля. По всем трем модификациям котла разработаны головные образцы, которые смонтированы на объектах для наладки и проверки их эксплуатационных качеств. Возможна работа котлов КВ-ТК-100 и на других топливах, близких по характеристикам к указанным — на промпродукте карагандинского каменного, кузнецком Д, донецком Г и Д, куучекинском каменном, березовском, назаровском и других бурых углях восточных месторождений. Основные расчетные характеристики КВ-ТК-100 см. в табл. 1.4, общие виды и гидравлические схемы — на рис. 1.5 и 1.6.

Топочная камера объемом 936 м<sup>3</sup> для всех модификаций котла имеет квадратное сечение с внутренними размерами 7100×7100 мм и предназначена для сухого шлакоудаления с помощью шнекового транспортера. Все поверхности топочной камеры имеют сплошное экранирование трубами 60×4 мм с шагом 64 мм, обшитыми стальными листами S=3 мм. Фронтной и задней экраны образуют холодную воронку.

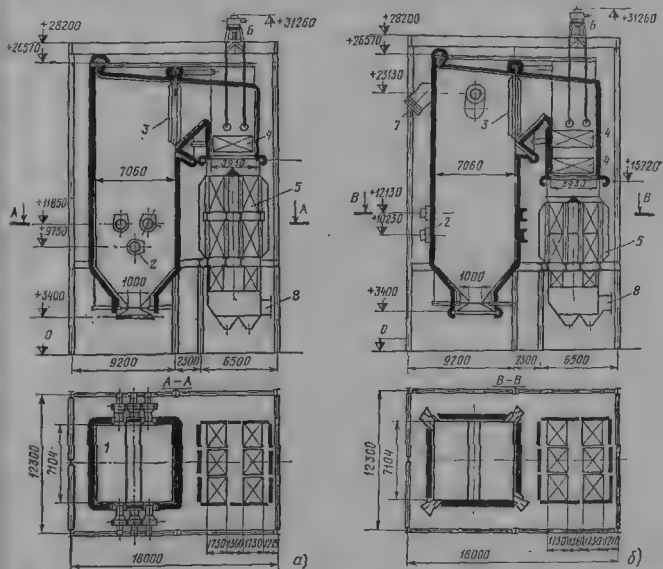


Рис. 1.5. Общий вид пылеугольного водогрейного котла типа КВ-ТК-100 с П-образной компоновкой теплопроизводительностью 116,8 МВт (100 Гкал/ч):

а — для сжигания каменных углей; б — для сжигания бурых углей. 1 — топочная камера; 2 — пылеугольные горелки; 3 — фланец; 4 — коллективная часть котла; 5 — двухходовый воздухоподогреватель; 6 — дробеструйная установка; 7 — газозаборный патрубок; 8 — выход топочных газов

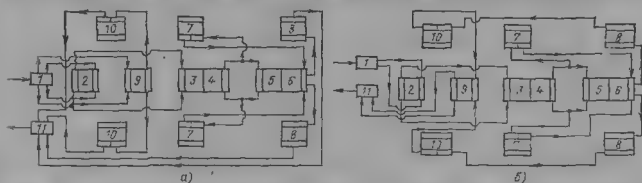


Рис. 1.6. Гидравлические схемы пылеугольного водогрейного котла типа КВ-ТК-100 для пикового (два потока) (а) и основного (один поток) (б) режимов:

1 — выходной коллектор; 2 — фронтальный экран топки; 3 — потолочный экран котла; 4 — задний экран коллективной шахты; 5 — экран пода поворотного газохода; 6 — передний экран коллективной шахты; 7 — боковой экран поворотного газохода; 8 — боковой экран коллективной шахты; 9 — задний экран топки; 10 — боковой экран топки

Таблица 1.5. Вспомогательное оборудование водогрейных котлов  
КВ-ТК-100

| Оборудование                         | Типоразмеры оборудования    |            |                                     |            |                        |            |
|--------------------------------------|-----------------------------|------------|-------------------------------------|------------|------------------------|------------|
|                                      | Экибастузский уголь         | Количество | Кузнецкий уголь                     | Количество | Ирша-бородинский уголь | Количество |
| Мельничным Вентилятор горячего дутья | ММТ 1500/2510/740М ВДН-12,5 | 3          | МВС-125А                            | 3          | МВ 1600/400/980        | 4          |
| Мельничным Вентилятор                | —                           | —          | ВВСМ-2У                             | 3          | —                      | —          |
| Дымосос рециркуляции                 | —                           | —          | —                                   | —          | ДН-21                  | 1          |
| Дымосос основной                     | ДН-22Х2-0,62                | 1          | ДН-22Х2-0,62                        | 1          | ДН-22Х2-0,62           | 1          |
| Дутьевой вентилятор                  | ВДН-18-11                   | 1          | ВДН-20-11                           | 1          | ВДН 18-11              | 1          |
| Золосеиватель                        | МС-ВТИ Ø 3000               | 2          | МВ-УО-ОРГЭС Ø 3500 с трубой Вентури | 2          | БЦРН                   | 1          |

Верхняя часть заднего экрана разведена в пятирядный фестон. Площадь лучевоспринимающей поверхности топочной камеры 608 м<sup>2</sup>. Поворотный газосход экранирован панелями, аналогичными топочным. Конструктивное различие топочных камер котлов заключается в типе пылеугольных горелок. Котлы, предназначенные для сжигания экибастузского или кузнецкого угля, имеют шесть вихревых горелок, установленных на боковых стенах котла (см. рис. 1.5,а). В модификации для сжигания бурых углей на котле устанавливаются восемь угловых прямооточных горелок (рис. 1.5,б).

Во всех трех модификациях котел оснащается системой пылеприготовления с прямым вдуванием (см. § 2.2). Для размолва экибастузского каменного угля (и подобного ему) применяются молотковые мельницы и сушка горячим воздухом, подаваемым в мельницу вентилятором горячего дутья (работа пылеприготовления под наддувом). Для размолва кузнецкого каменного угля (и подобных ему) используются валковые среднеходные мельницы с мельничным вентилятором и сушка воздухом (работа системы пылеприготовления под разрежением). Для ирша-бородинского бурого угля (и подобных ему) применяются мельницы-вентиляторы и сушка топочными газами с присадкой уходящих газов. В этой модификации котла топочная камера оборудуется специальными газозаборными окнами (см. рис. 1.5,б).

Конвективные поверхности нагрева для воды представляют собой горизонтальные ширмы из труб 32×3 мм с шахматным расположением, устанавливаемые параллельно фронту котла.

Котлы для сжигания каменных углей имеют один конвективный пакет с площадью поверхности нагрева 870 м<sup>2</sup> для экибастузского угля и 730 м<sup>2</sup> для карагандинского угля. Котел для сжигания бурых углей имеет два конвективных пакета с суммарной площадью поверхности нагрева 1740 м<sup>2</sup>. Воздухоподогреватель трубчатый, двухпоточный, трехходовой по воздушному тракту, из труб 40×1,5 мм. Площадь поверхности нагрева воздухоподогревателя для экибастузского угля 8800, для кузнецкого 7300, для ирша-бородинского 6710 м<sup>2</sup>. Изоляция котлов облегченная натрубная. Изготовленные БКЗ головные образцы котла оборудованы вспомогательным оборудованием, характеристики которого приведены в табл. 1.5.

Паровые котлы низкого давления Е-160-24 и Е-100-24. В 1980 г. Таганрогский котельный завод разработал технические проекты паровых котлов низкого давления на твердом и газомазутном топливах паропроизводительностью 160 и 100 т/ч по ГОСТ 3619-76.

Пылеугольный котел (160 и 100 т/ч) разработан для сжигания кузнецкого угля марки ИСС, экибастузского и ирша-бородинского углей. Конструкция котла представлена на рис. 1.7—1.9. Котлы на 160 и 100 т/ч в профиле (продольный разрез) имеют одинаковые размеры, модификации различаются шириной котлов (см. рис. 1.9). Основные характеристики котлов по данным технических проектов приведены в табл. 1.6.

По техническому проекту котлы устойчиво работают на всех указанных выше топливах в диапазоне нагрузок 100—70 % номинальной. Котлы оборудованы плоскофакельными горелками для сжигания каменных углей, устанавливаемыми на боковых стенах топочной камеры, и угловыми прямоточными горелками для сжигания бурых углей. Газомазутные котлы оборудованы вихревыми горелками с паромеханическими форсунками, устанавливаемыми на боковых стенах топочной камеры. При нагрузке ниже 60—70 % номинальной и при работе на углях ухудшенного качества может потребоваться подсветка факела мазутом. Котлы запроектированы с двухступенчатым испарением. Вторая ступень — выносные циклоны. Обдувка топочных экранов и пароперегревателя производится паром, очистка водяного экономайзера и воздухоподогревателя — дробью. Котлы 100 т/ч допускают работу с понижением давления до 0,9 МПа (9 кгс/см<sup>2</sup>) и с небольшим понижением температуры перегретого пара (до 243 °С).

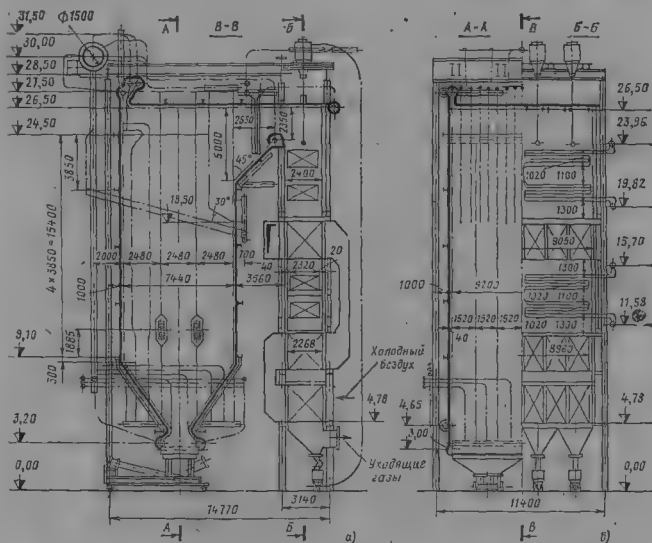


Рис. 1.7. Паровой пылеугольный котел низкого давления паропроизводительностью 160 т/ч (или 100 т/ч) типа Е-160-24 [или Е-100-24 (14)]. Общий вид (технический проект):

а — продольный разрез; б — поперечные разрезы



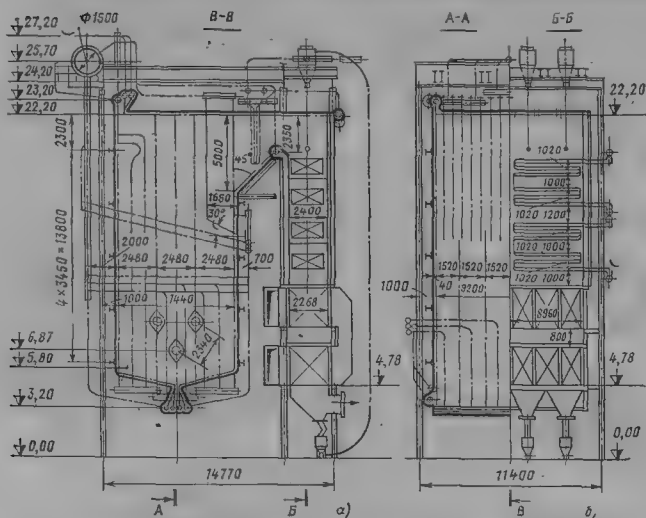


Рис. 1.8. Паровой газомазутный котел низкого давления паропроизводительностью 160 т/ч (или 100 т/ч) типа Е-160-24 [или Е-100-24 (14)]. Общий вид (технический проект):

а — продольный разрез; б — поперечные разрезы

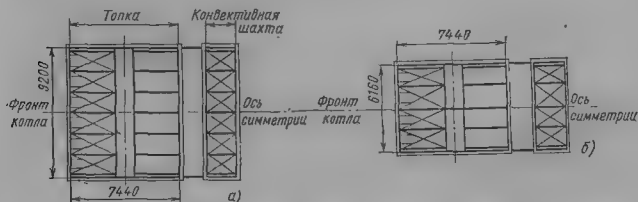


Рис. 1.9. Схемы планов паровых котлов низкого давления паропроизводительностью 160 и 100 т/ч:

а — котел на 160 т/ч; б — котел на 100 т/ч

Рассматриваемые промышленно-отопительные ТЭЦ с энергетическими котлами, работающими на твердом топливе, в связи с жестким ограничением использования в энергетике мазута должны оснащаться пиковыми котлами также на твердом топливе. При этом возможны два варианта пиковых котельных — с пиковыми водогрейными котлами на твердом топливе и с пиковыми паровыми котлами низкого давления на твердом топливе, используемыми в основном для подогрева сетевой воды в соответствующих бойлерных установках (см. табл. 1.3). Выбор оборудования для пиковой водогрейной котельной на твердом топливе должен производиться на основании сопоставления показателей экономич-

Таблица 1.6 Основные характеристики паровых котлов низкого давления Е-160-24 и Е-100-24(14) паропроизводительностью 16) и 100 т/ч на твердом и газомазутном топливе (технический проект ТКЗ) (ГОСТ 3819-76)

| Характеристики                                                              | Е-160-24        |                    |                       |           |           | Е-100-24(14)      |                    |                       |                   |                   |
|-----------------------------------------------------------------------------|-----------------|--------------------|-----------------------|-----------|-----------|-------------------|--------------------|-----------------------|-------------------|-------------------|
|                                                                             | Топливо         |                    |                       |           |           |                   |                    |                       |                   |                   |
|                                                                             | Кузнецкий уголь | Экбастусский уголь | Ирша-Бординский уголь | Мазут     | Газ       | Кузнецкий уголь   | Экбастусский уголь | Ирша-Бординский уголь | Мазут             | Газ               |
| Паропроизводительность $D$ , т/ч                                            | 160             | 160                | 160                   | 160       | 160       | 100               | 100                | 100                   | 100               | 100               |
| Давление на выходе из котла (максимальное) $p$ , МПа (кгс/см <sup>2</sup> ) | 2,4 (24)        | 2,4 (24)           | 2,4 (24)              | 2,4 (24)  | 2,4 (24)  | 2,4; 1,4 (24, 14) | 2,4; 1,4 (24, 14)  | 2,4; 1,4 (24, 14)     | 2,4; 1,4 (24, 14) | 2,4; 1,4 (24, 14) |
| Температура перегретого пара $t_{п.п.}$ , °C                                | 250             | 250                | 250                   | 250       | 250       | 250               | 250                | 250                   | 250               | 250               |
| Температура питательной воды $t_{п.в.}$ , °C                                | 104             | 104                | 104                   | 104       | 104       | 104               | 104                | 104                   | 104               | 104               |
| Температура уходящих газов $t_{ух.}$ , °C                                   | 123             | 131                | 153                   | 147       | 98        | 117               | —                  | 148                   | 154               | 102               |
| Расчетный КПД при номинальной нагрузке $\eta_{к.в.}$ , %                    | 93,6            | 92,3               | 90,9                  | 93,7      | 95,6      | 93,9              | —                  | 91,2                  | 93,4              | —                 |
| Расход топлива при номинальной нагрузке $B$ , т/ч, м <sup>3</sup> /ч        | 17,5<br>—       | 23,7<br>—          | 26,8<br>—             | 10,6<br>— | —<br>7200 | 10,8<br>—         | —<br>—             | 16,7<br>—             | 6,5<br>—          | —<br>—            |
| Габариты котельной ячейки по осям колонны здания, м                         | 18×30           | 18×30              | 21×30                 | 18×24     | 18×21     | 18×30             | 18×30              | 24×30                 | 18×24             | 18×24             |

Примечания: 1. Котлы 100 т/ч допускают работу с давлением пара 1,4 (14) МПа. 2. Габариты собственно котла см. рис. 1.7—1.9.

ности и особенно надежности устанавливаемого в них оборудования. В связи с этим будет полезным остановиться на этих вопросах.

По результатам исследований разница в капитальных затратах по пиковым котельным ТЭЦ в обоих вышеуказанных вариантах не является величиной, которая могла бы служить критерием для выбора того или иного варианта. Расходы электроэнергии на привод машин и механизмов пиковых котельных также различаются мало. Однако в пиковой котельной с пылеугольными водогрейными котлами имеет место значительный перерасход мазута. Объясняется это тем, что пылеугольные водогрейные котлы при снижении нагрузки до 75—80 % номинальной не могут работать без подсветки факела мазутом, а режим работы пиковых котлов весьма неравномерный, и, следовательно, время работы котлов с подсветкой факела в году значительно.

Капитальные затраты по пиковой котельной с водогрейными котлами несколько увеличиваются за счет затрат на установку паровых котлов низкого давления, без которых невозможно строительство ТЭЦ и которые в дальнейшем не используются в качестве пиковых котлов. Пиковая котельная по варианту с паровыми котлами этого перерасхода не имеет, так как устанавливаемые паровые котлы всегда могут быть использованы в дальнейшем как пиковые.

Как установлено практикой эксплуатации водогрейных котлов, подогрев воды в них происходит неравномерно. При расчетной температуре воды имеет место разверка температур в 20—30 °С. При этом значительно ужесточаются требования к качеству сетевой воды, проходящей через трубную систему водогрейных котлов, и, следовательно, к установкам водоподготовки для подпитки теплосети. В системах теплоснабжения с открытым водоразбором на горячее водоснабжение усложнение

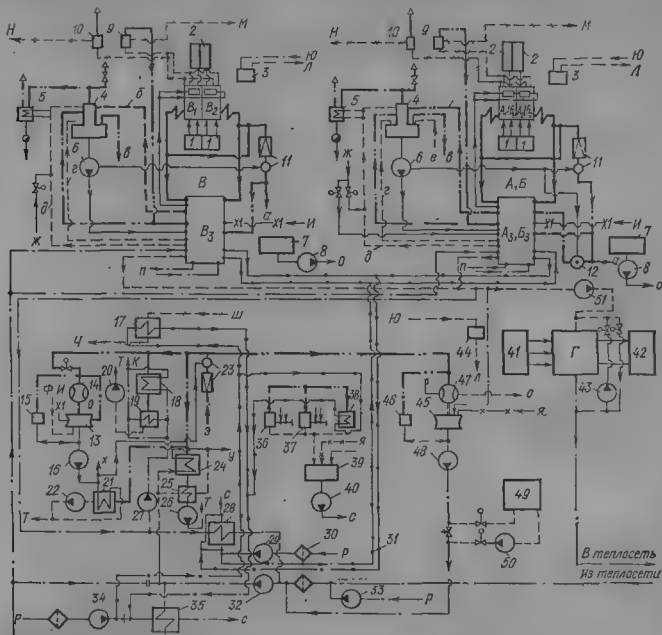


Рис. 1.10. Принципиальная технологическая схема пылеугольной ТЭЦ высокого давления мощностью 540 МВт:

А, Б — два дубль-блока ПТ-135/165-130/15; А<sub>1</sub> (А<sub>2</sub>), Б<sub>1</sub> (Б<sub>2</sub>) — котлы БКЗ-420-140ПТ-2; А<sub>3</sub> (Б<sub>3</sub>) — турбины ПТ-135/165-130/15; Б<sub>4</sub> (Б<sub>5</sub>) — один дубль-блок Т-175/210-130; Б<sub>6</sub> (Б<sub>7</sub>) — котлы БКЗ-420-140ПТ-2; Б<sub>8</sub> — турбина Т-175/210-130; Г — пиковый водогрейный котел КВ-ТК-100 (5); а — в линию пара 1,6–2,1 МПа на производство; б — от штоков клапанов; в — к уравнильной линии; г — конденсат ПВД; д — конденсат турбины; е — конденсат подогревателя сетевой воды для калорифера котлов; ж — вода из деаэраторов I ступени; и — химически обессоленная вода; к — в калориферы; л — в линию обратной сетевой воды; м — в теплообменник непрерывной продувки; н — в барботер; о — в дренажные баки; п — циркуляционная охлаждающая вода; р — сырая вода; с — на химводоочистку; т — в деаэратор питательной воды; у — на вход сетевого насоса второго подъема; ф — производственный конденсат из ХВО; х — в системы регенерации турбин; ц — в бак воды из подшипников; ш — из сепаратора непрерывной продувки; з — из промышленных отборов турбин; ю — от подогревателя; я — химически обессоленная вода. Вспомогательное оборудование блоков: 1 — пылеприготовительные установки паровых котлов (6); 2 — золоуловители, тягодутьевое оборудование, газозолуопроводы паровых котлов (6); 3 — калориферные установки (6); 4 — деаэраторы питательной воды (6); 5 — охладители аппарата деаэраторов (6); 6 — питательные электронасосы (6); 7 — баки низких точек (3); 8 — перекачивающие насосы баков низких точек (3); 9 — сепараторы непрерывной продувки котлов (6); 10 — расширитель периодической продувки (6); 11 — БРОУ растопочно-пусковая (6); 12 — охладитель пара из промышленного отбора турбина ПТ-135 (8). Вспомогательное оборудование общезаводское: 13 — вакуумные деаэраторы I ступени деаэрации (конденсаты и химически обессоленная вода) (2); 14 — эжекторы паровых трехступенчатых (2); 15 — баки для замера уровня воды в вакуумных деаэраторах (2); 16 — перекачивающие насосы (3); 17 — теплообменники непрерывной продувки котлов (2); 18 — подогреватели сетевой воды для калориферов (1); 19 — охладитель конденсата (1); 20 — конденсатные насосы подогревателя воды для калориферов (2); 21 — подогреватель деаэрированной воды (1); 22 — конденсатные насосы подогревателя деаэрированной воды (2); 23 — РОУ собственных нужд (2); 24 — сетевой подогреватель пусковой (1); 25 — охладитель конденсата (1); 26 — конденсатные насосы (2); 27 — подпорный насос сетевой воды (2); 28 — резервный подогреватель сырой воды (2); 29 — насосы сырой воды для приготовления подпиточной воды теплотрассы (4); 30 — грязевик; 31 — трубопроводы сырой воды (прямой и обратный) к встроенным пучкам конденсаторов турбин; 32 — сетевой насос первого подъема (4); 33 — аварийный подпиточный насос (1); 34 — насос сырой воды для приготовления химически обессоленной воды; 35 — подогреватель сырой воды для приготовления химически обессоленной воды; 36, 37 — расширители дренажей высокого и низкого

давления; 39 — охладитель выпара расширителей дренажей; 39 — дренажный бак, 40 — насос дренажных баков. Вспомогательное оборудование пиковой водогрейной котельной; 41 — пылеприготовительные установки водогрейных котлов (5); 42 — золоуловители, тягодутьевые машины и газозолукопроводы водогрейных котлов (5); 43 — насосы рециркуляции (10); 44 — калориферы водогрейных котлов, 45 — вакуумный деаэратор подпиточной воды (5); 46 — бак для замера уровня и подпиточном деаэраторе (5); 47 — эжектор паровой трестручатый (5); 48 — подпиточный насос основной (5), 49 — бак-аккумулятор (2); 50 — насос подпиточной воды из баков-аккумуляторов (5); 51 — сетевой насос II ступени.

Примечания: 1. Условные обозначения по ОСТ 108.001.105-77. 2. По поз. 1, 2, 3, 41, 42 см. гл. 2. 3. По вспомогательному оборудованию, комплектуемому турбины, см. гл. 3. 4. Цифры в скобках в перечне вспомогательного оборудования обозначают количество устанавливаемых аппаратов (машин) на три блока

схемы водоподготовки в целях более глубокого умягчения обрабатываемой воды приводит к весьма существенному удорожанию установок водоподготовки.

Надежность работы водогрейных котлов в значительной степени зависит от соблюдения правил технической эксплуатации теплофикационных систем и в первую очередь соблюдения норм качества сетевой и подпиточной воды. Отступление от этих норм, весьма частое в практике эксплуатации систем теплофикации, влечет за собой преждевременное разрушение поверхностей нагрева водогрейных котлов, аварийные останова их, сверхплановые ремонты и удорожание эксплуатационных расходов по ТЭЦ.

При использовании на ТЭЦ в качестве пиковых паровых котлов низкого давления с бойлерными установками перечисленные выше затруднения в эксплуатации пиковых котельных в основном отпадают. Перерасход мазута резко сокращается, так как паровые котлы допускают работу без подсветки факела мазутом в большем диапазоне нагрузок, чем водогрейные. Паровые котлы работают изолированно от теплосети на высококачественной воде, и, естественно, длительность и безаварийность их эксплуатации намного выше, чем у водогрейных котлов. Износу подвержены подогреватели сетевой воды, но затраты, связанные с их ремонтом, и время, затрачиваемое на смену изношенных поверхностей нагрева, несравненно ниже, чем по водогрейным котлам. При установке на ТЭЦ пиковых паровых котлов низкого давления одновременно с покрытием пиковых нагрузок ТЭЦ по теплоносителю «горячая вода» могут покрываться пиковые нагрузки по пару, отпускаемому с ТЭЦ потребителям, что будет повышать экономичность станций [3].

В настоящее время еще нет опыта эксплуатации водогрейных котлов на твердом топливе. Поэтому преждевременно делать какие-либо выводы и давать рекомендации по выбору типа пиковой котельной. Однако при выборе типа пиковой котельной для ТЭЦ следует учитывать изложенные выше соображения.

Для осуществления технологического процесса паротурбинной электростанции кроме вышеуказанного основного оборудования требуется также различное вспомогательное оборудование — пылеприготовительное, тягодутьевое и золоулавливающее, насосное, подогревательное и многое другое. Для выяснения состава вспомогательного оборудования рассматриваемых ТЭЦ обратимся к рис. 1.10. На этом рисунке в качестве примера приведена принципиальная технологическая схема промышленно-отопительной ТЭЦ высокого давления в составе трех блоков — двух с турбинами ПТ-135-13/15 и одного — с Т-175-130, предназначенной для теплофикации крупного промышленного комплекса с отпуском ему пара для технологических целей и горячей воды для системы отопления, вентиляции и горячей водоснабжения (ГВС); Система ГВС открытая, с непосредственным водоразбором. Всего устанавливается три дубль-блока с котлами БКЗ по 420 т/ч и пять пиковых

водогрейных котлов по 116,3 МВт (100 Гкал/ч) на твердом топливе. На схеме показано вспомогательное оборудование, размещаемое в главном корпусе ТЭЦ и пиковой водогрейной котельной. Из рассмотрения этой схемы и приведенного в ней перечня оборудования можно составить представление о технологическом комплексе станции в целом. Следует, однако, иметь в виду, что небольшая часть вспомогательного оборудования, размещаемого в главном корпусе или рядом с ним, на схеме не обозначена. Это—грузоподъемные механизмы, оборудование золошлакоудаления, мелкие насосы, баки чистого и загрязненного конденсата с их перекачивающими насосами, установки для получения сжатого воздуха, используемого системами дробеочистки котлов и пневмоинструментом, бак доливочного масла, бак аварийного слива масла из турбин, отопительные установки собственных нужд ТЭЦ, оборудование кислотной промывки и консервации котлов, а также оборудование фосфатирования питательной воды и обработки ее гидразином (по этому оборудованию см. гл. 4 и 5). Оборудование пылеприготовления паровых котлов на схеме показано одним блоком (1). Одним блоком показано также золоулавливающее и тягодутьевое оборудование (2). Подробно о составе оборудования, входящего в эти блоки, сказано в гл. 2. Вспомогательное оборудование, комплектующее турбоустановки (регенеративные подогреватели, эжекторы, конденсатные насосы) на схеме в развернутом виде не представлено. Это оборудование подробно рассмотрено в гл. 3. Указанные укрупнения в схеме приняты в целях ее упрощения.

В рассмотренном примере технологического комплекса ТЭЦ восполнение потерь пара и конденсата в цикле осуществляется добавкой химически обессоленной воды, приготавливаемой в специальной установке (химический цех). Применяются также схемы, в которых приготовление указанной добавочной воды осуществляется с помощью испарительных установок (дистиллят вторичного пара). Оборудование испарительных установок в настоящей книге не рассматривается.

Выбор вспомогательного оборудования производится на стадии разработки технического проекта ТЭЦ. Исходными материалами для выбора вспомогательного оборудования являются: нормы теплового [7] и аэродинамического [8] расчетов котлов, расчет тепловой схемы ТЭЦ [3], нормы технологического проектирования ТЭЦ [9], технические условия на поставку оборудования и каталоги энергетического оборудования, выпускаемого отечественной промышленностью. На стадии рабочего проектирования заводы-изготовители котлов в отдельных случаях могут вносить уточнения в характеристики вспомогательного оборудования котельных установок. Однако эти уточнения не вносят каких-либо принципиальных изменений в проект ТЭЦ. Характеристики вспомогательного оборудования, методики расчетов для его выбора и другие руководящие указания приводятся в последующих главах книги.

### 1.3. Топливо промышленно-отопительных ТЭЦ

Рассматриваемые ТЭЦ используют органическое топливо всех видов—природный газ, топочный мазут и различные твердые топлива—уголь, торф, сланец. Выбор того или иного вида топлива зависит от того, каким топливом располагает район строительства теплоснабжающей установки. В первую очередь должна быть проверена возможность использования местного топлива, не требующего дальних перевозок. Если такой возможности нет или добыча местного топлива обходится

дорого и связана с необходимостью больших капитальных вложений, то вопрос о выборе вида топлива решается путем сопоставления технико-экономических расчетов, выполняемых в процессе разработки схемы теплоснабжения. Окончательно вопрос о выделении вида топлива решается Госпланом СССР по представлению проектной организации. С точки зрения экономических показателей собственно ТЭЦ наимыгоднейшим топливом является природный газ. Этот вид топлива обладает преимуществами перед всеми другими видами. Высокая теплота сгорания, легкость транспортировки, отсутствие необходимости в подготовке к сжиганию и сравнительная простота автоматизации топочных процессов определяют высокие технико-экономические показатели ТЭЦ, работающих на газе.

Газообразное топливо (природный газ) очень выгодно отличается от других видов топлива также отсутствием в его составе серы и золы. Отсутствие в природном газе серы для ТЭЦ промышленных предприятий, расположенных, как правило, в зоне жилых массивов, является важным фактором, позволяющим сооружать крупные ТЭЦ в больших городах; при этом обеспечивается высокая экономичность теплоснабжения, не загрязняется воздушный бассейн, сохраняется здоровье людей. Отсутствие в природном газе влаги и высокая реакционная способность этого вида топлива обеспечивают газовым котлам высокую экономичность. Котлы, работающие на газовом топливе, имеют КПД более высокий, чем котлы, работающие на угле.

В качестве жидкого топлива в промышленной энергетике используется мазут—остаточный продукт переработки нефти. Мазут также высококалорийный вид топлива, хотя и не обладающий всеми преимуществами природного газа. Продукты переработки нефти, используемые в энергетике, как правило, содержат много парафина и весьма часто большое количество серы—3% и более. Сжигание такого топлива требует предварительной подготовки—разогрева, сооружения оборотных систем циркуляции, специальных устройств для слива и хранения. Сжигание мазутов высокоэффективно, однако сопряжено с некоторыми трудностями, к которым в первую очередь надо отнести загрязнение липкими сажевыми остатками поверхностей нагрева котлов и повышенную сернистую коррозию хвостовых поверхностей нагрева.

Для обеспечения длительной нормальной работы котлов на мазуте приходится оснащать их специальными очистительными устройствами—обдувками, дробеочистками. Для облегчения очистки поверхностей нагрева котлов от отложений приходится применять жидкие присадки. Во избежание разрушающего действия сернистой коррозии приходится усложнять котлы устройствами для предварительного подогрева воздуха с целью повышения температуры металла хвостовых секций воздухоподогревателей выше точки росы уходящих газов, которая при наличии в топливе серы резко повышается.

Котельные, сжигающие сернистые мазуты, требуют сооружения высоких, дорогих труб для отвода в атмосферу продуктов сжигания мазута. Все это приводит к удорожанию ТЭЦ, работающих на мазуте, снижает их экономические показатели по сравнению с показателями газовых установок. Мазутные котлы имеют КПД несколько ниже, чем газовые.

Твердое топливо, т. е. уголь, торф, сланцы, имеет характеристики, изменяющиеся в широком диапазоне: от  $Q_p = 8,76$  МДж/кг (2090 ккал/кг) для низкокалорийного топлива до  $Q_p = 28,4$  МДж/кг (6770 ккал/кг) для высококалорийного. Изменение теплоты сгорания твердого топлива в основном зависит от содержания в нем золы и



влаги. В твердом топливе часто имеются также значительные количества сернистых соединений. Использование твердого топлива сопряжено с его значительными трудностями по сравнению с использованием газа и мазута и обходится значительно дороже. Балласт в твердом топливе резко увеличивает стоимость перевозок его. Прием и хранение запасов угля, внутренний транспорт и подготовка его к сжиганию (дробление, размол), организация процесса сжигания—все это намного сложнее и дороже, чем при сжигании газа или мазута. Необходимость удаления очаговых остатков—шлака и золы, сооружения золоулавливающих установок, шлакоотвалов также удорожает установки, работающие на твердом топливе. Даже крупные современные котлы, работающие на угле, имеют КПД на 2—3% ниже КПД газомазутных котлов. Таковы

Таблица 1.8 Средние характеристики газов основных газопроводов СССР [10]

| Газопровод                       | Состав газа, объемные доли, % |                                  |                 |                               |                               |                                |                                | Плотность при 0°C и 0,1 МПа (76) мм рт. ст.), кг/м³ | Q <sub>с</sub> <sup>н</sup> , МДж/м³<br>(ккал/м³) |
|----------------------------------|-------------------------------|----------------------------------|-----------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|-----------------------------------------------------|---------------------------------------------------|
|                                  | CO <sub>2</sub>               | H <sub>2</sub> и редкие элементы | CH <sub>4</sub> | C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> | C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> | C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> | C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> |                                                     |                                                   |
| Саратов—Москва                   | 0,80                          | 7,80                             | 84,50           | 3,80                          | 1,90                          | 0,90                           | 0,3                            | 0,837                                               | 35,8 (8550)                                       |
| Саратов—Горький                  | 1,20                          | 3,00                             | 91,90           | 2,10                          | 1,30                          | 0,40                           | 0,1                            | 0,786                                               | 36,21 (8630)                                      |
| Ставрополь—Москва:               |                               |                                  |                 |                               |                               |                                |                                |                                                     |                                                   |
| I нитка                          | 0,40                          | 2,60                             | 93,80           | 2,00                          | 0,80                          | 0,30                           | 0,1                            | 0,764                                               | 36,20 (8620)                                      |
| II нитка                         | 0,50                          | 2,50                             | 92,80           | 2,80                          | 0,80                          | 0,40                           | 0,1                            | 0,722                                               | 36,60 (8730)                                      |
| III нитка                        | 0,50                          | 2,60                             | 91,20           | 3,90                          | 1,20                          | 0,50                           | 0,1                            | 0,786                                               | 37,05 (8840)                                      |
| Дашава—Киев—Брянск—Москва        | 0,20                          | 0,40                             | 98,90           | 0,30                          | 0,10                          | 0,10                           | 0                              | 0,712                                               | 36,95 (8570)                                      |
| Шебелинка—Харьков—Днепропетровск | 0,10                          | 1,50                             | 92,80           | 3,90                          | 1,00                          | 0,40                           | 0,3                            | 0,781                                               | 37,40 (8910)                                      |
| Газли—Ташкент                    | 0,40                          | 2,00                             | 94,00           | 2,80                          | 0,40                          | 0,30                           | 0,1                            | 0,751                                               | 36,35 (8660)                                      |
| Ставрополь—Нерчинно-мыск—Грозный | 0,20                          | 1,00                             | 98,20           | 0,40                          | 0,10                          | 0,10                           | 0                              | 0,728                                               | 35,70 (8510)                                      |
| Карадаг—Тбилиси—Ереван           | 0,20                          | 1,30                             | 93,90           | 3,10                          | 1,10                          | 0,30                           | 0,1                            | 0,766                                               | 37,20 (8860)                                      |
| Шебелинки—Брянск—Москва          | —                             | 1,20                             | 94,10           | 3,10                          | 0,60                          | 0,20                           | 0,8                            | 0,776                                               | 37,85 (9045)                                      |
| Средняя Азия—Центр               | 0,60                          | 0,70                             | 93,80           | 3,60                          | 0,70                          | 0,20                           | 0,4                            | 0,776                                               | 37,60 (8970)                                      |
| Бухара—Урал                      | 0,40                          | 0,90                             | 94,90           | 3,20                          | 0,40                          | 0,10                           | 0,1                            | 0,758                                               | 36,80 (8770)                                      |
| Северный газопровод (Ухта)       | 1,01                          | 0,12                             | 98,63           | 0,12                          | 0,02                          | 0,10                           | —                              | 0,700                                               | 33,15 (7900)                                      |
| Газопровод „Дружба“              | 0,20                          | 5,50                             | 89,90           | 2,60                          | 0,80                          | 0,60                           | 0,4                            | —                                                   | 35,90 (8560)                                      |

в общих чертах характеристики топлив, которые могут быть использованы для промышленных ТЭЦ. Однако качественные показатели и преимущества газомазутных топлив перед твердыми видами их не могут служить определяющим фактором при выборе вида топлива для проектируемого теплоисточника. Решающим фактором является запас того или иного вида топлива в стране.

Характеристики топлив СССР можно найти в справочниках [10]. Данные по основным видам топлива для ТЭЦ приведены ниже в табл. 1.7 и 1.8 (указаны марки углей, наиболее перспективные для пылеугольных ТЭЦ).

В заключение следует заметить, что ТЭЦ металлургических заводов частично используют в качестве топлива отходы доменного и кок-



сового производства. Доменный газ—топливо низкалорийное [ $Q_{\text{Рн}} = 4,2$  МДж/кг (1000 ккал/кг)], однако сжигание его в топках котлов всегда оправдывается, так как при этом используется значительное количество теплоты, которое другого применения не имеет. Коксовый газ—отход коксовых печей—является топливом средней калорийности [ $Q_{\text{Рн}} = 14,65$  МДж/м<sup>3</sup> (3500 ккал/м<sup>3</sup>)]. Обычно сбросы его в металлургическом производстве небольшие и сжигание его не представляет затруднений.

#### 1.4. Компоновки промышленно-отопительных ТЭЦ

Вспомогательное оборудование ТЭЦ находится в определенной связи с основным оборудованием станции, и размещение его (компоновка) подчиняется требованиям осуществляемого на ТЭЦ технологического процесса. Компоновочные решения по ТЭЦ в целом в значительной мере диктуются требованиями компоновки вспомогательного оборудования.

Котлы, турбины, вспомогательное тепломеханическое и электротехническое оборудование в основном размещаются в главном корпусе ТЭЦ. Пиковые водогрейные (паровые) котлы и относящиеся к ним вспомогательное оборудование устанавливаются в отдельном здании, расположенном, как правило, поблизости от главного корпуса, и подключаются к общей дымовой трубе, чем и предопределяется местопо-

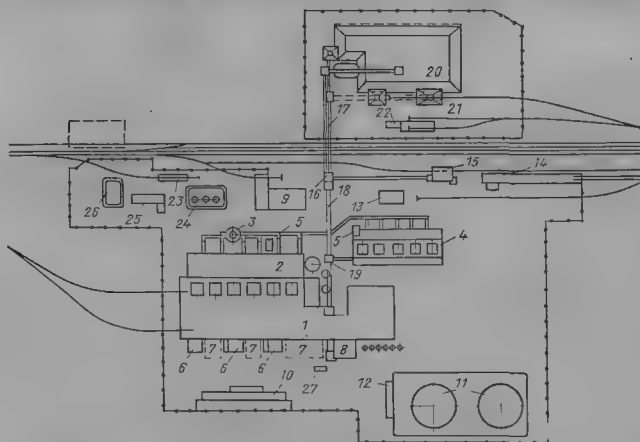


Рис. 1.11. Схема площадки пылеугольной ТЭЦ высокого давления:

1 — объединенный главный корпус ТЭЦ; 2 — площадка золоуловителей и тяготуевых машин; 3 — дымовая труба; 4 — пиковая пылеугольная водогрейная котельная; 5 — багерные насосные; 6 — групповые щиты управления; 7 — площадки открытой установки трансформаторов; 8 — служебно-бытовой корпус; 9 — корпус вспомогательных служб; 10 — закрытое распределительное устройство на 110 кВ; 11 — градири; 12 — насосная циркуляционной системы; 13 — подстанция на 110/6 кВ; 14 — размораживающее устройство; 15 — разгрузочное устройство с вагоноопрокидывателем; 16 — узел перекачки; 17 — галерея топливоподдачи на склад и со склада; 18 — дробильное отделение и галерея топливоподдачи в главный корпус; 19 — узел перекачки и галерея топливоподдачи пиковой водогрейной котельной; 20 — склад угля; 21 — разгрузочная эстакада; 22 — ремонтно-экипировочный блок; 23 — сливная эстакада растопочного мазутного хозяйства; 24 — резервуары мазута; 25 — мазутонасосная с маслоаппаратной; 26 — склад масел; 27 — подземный резервуар для аварийного слива масла

ложение пиковой котельной. Служебно-бытовые помещения, лаборатории, мастерские, установки для водоподготовки размещаются либо в отдельном объединенном вспомогательном корпусе, либо в служебном корпусе, примыкающем к постоянному торцу главного корпуса, и составляют с последним так называемый объединенный главный корпус.

На рис. 1.11 представлен пример плана размещения сооружений, входящих в комплекс рассмотренной выше пылеугольной ТЭЦ на ее площадке. В этом примере принято компоновочное решение с объединенным главным корпусом и водогрейной котельной, подключенной к общей дымовой трубе ТЭЦ. Кроме сооружений, входящих в комплекс котлотурбинного цеха, на плане показаны топливно-транспортное хозяйство ТЭЦ, здания и сооружения электроцеха, расположенные вне главного корпуса ТЭЦ, и сооружения системы водоснабжения (градирни).

Компоновка тепломеханического оборудования ТЭЦ, т. е. взаимное расположение его в помещении, предназначенном для его установки, должна обеспечивать:

1) надежность и удобство эксплуатации устанавливаемого оборудования;

2) минимально возможную протяженность трубопроводных коммуникаций и кабельных линий;

3) минимальные затраты на строительные конструкции зданий и вспомогательные сооружения;

4) максимально возможное сокращение обслуживающего персонала наряду с другими техническими мероприятиями (например, автоматизацией);

5) минимальный расход металла на газовоздухопроводы, площадки обслуживания, опорные конструкции под оборудование;

6) соблюдение техники безопасности, санитарных и противопожарных норм;

7) возможность расширения ТЭЦ, без нарушения эксплуатации действующего оборудования;

8) возможность проведения планово-предупредительных и аварийных ремонтов оборудования в условиях действующей станции.

Строительные конструкции главного корпуса ТЭЦ проектируют исходя из условия параллельного расположения оборудования машинного отделения с его электрическими распределительными устройствами высокого напряжения и отделения котлов с их вспомогательным оборудованием: водопитательной установкой, пылеприготовительными установками и золоуловителями (на пылеугольных ТЭЦ), тягодутьевыми машинами и газопроводами. Такое взаимное расположение оборудования наиболее полно отвечает требованиям, изложенным выше. Пример компоновки главного корпуса пылеугольной ТЭЦ представлен на рис. 1.12.

Торец главного здания со стороны предполагаемого расширения ТЭЦ называется временным, а противоположный торец—постоянным.

Со стороны временного торца площадка строительства ТЭЦ должна быть свободной как выше планировочной отметки, так и ниже ее, чтобы обеспечивалась возможность дальнейшего расширения ТЭЦ. Компоновка главного корпуса называется правой, когда постоянный торец находится справа, если смотреть на фронтонную стену машинного отделения, и левой, когда постоянный торец находится слева. Применение правой или левой компоновки главного корпуса определяется из условий генерального плана площадки ТЭЦ—рельефа местности, под-

ездных железнодорожных путей, направления линий электропередачи, связывающих ТЭЦ с районными электроподстанциями.

Конструктивные размеры главного здания определяются габаритами устанавливаемого в нем основного и вспомогательного оборудования. Главное здание должно проектироваться бесподвальным с единой отметкой пола обслуживания котлов и турбин. Высота конструкций кровельных перекрытий главного корпуса должна назначаться из условий установки грузоподъемных кранов над турбинами и котлами. Пролет машинного отделения принимается исходя из поперечного рас-

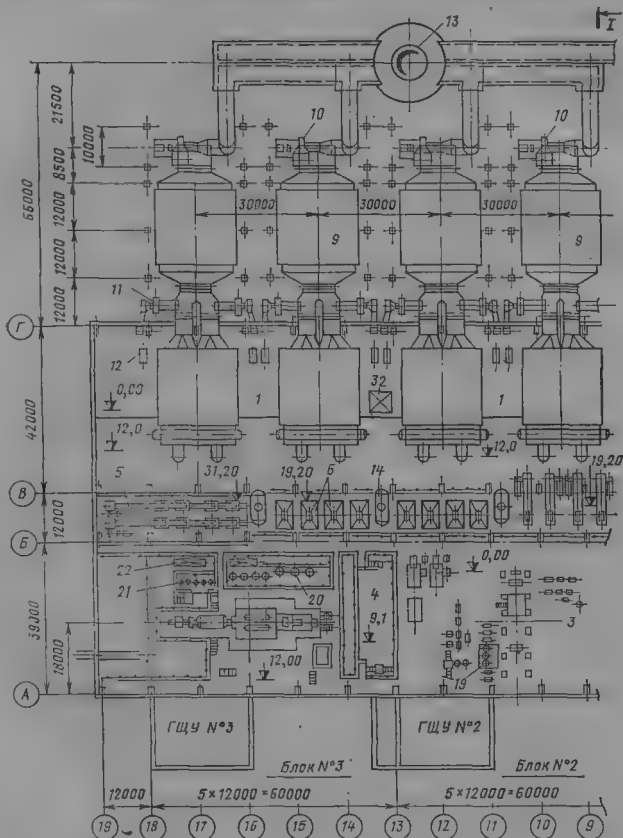
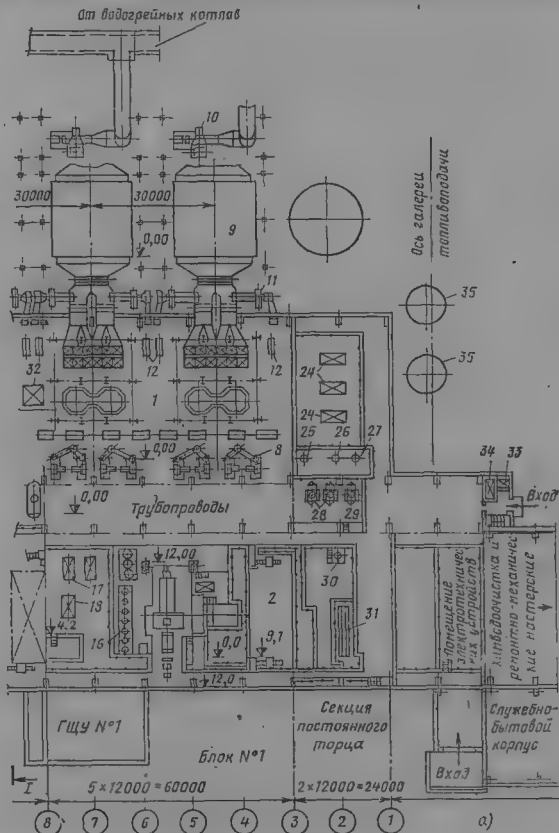


Рис. 1.12. Компонка объединенного главного корпуса пылеугольной ТЭЦ высокого

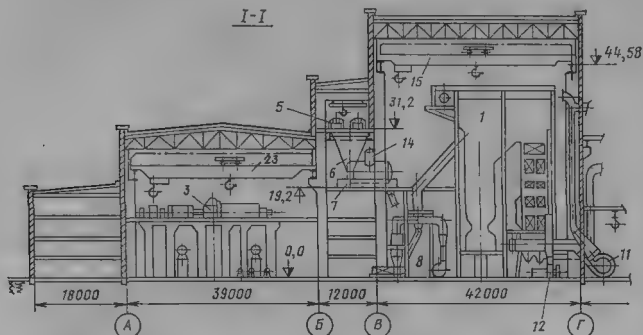
а — план;

положения турбин для всех рассматриваемых машин, кроме турбины Т-175/210-130, которая располагается вдоль машинного отделения. Циркуляционные насосы, подающие охлаждающую воду в конденсаторы турбин, размещаются в машинном отделении на отметке 0,00 или в отдельной насосной по проекту технического водоснабжения ТЭЦ.

Главные распределительные устройства ТЭЦ (ГРУ) размещаются в помещении, примыкающем к машинному залу или стоящем отдельно от него, но всегда располагаемом параллельно фронту машинного отделения. Регенеративные вращающиеся воздухоподогреватели (РВВ),



давления мощностью 540 МВт в составе трех дубль-блоков  $2 \times \text{ПТ-135} + 1 \times \text{Т-175}$ :

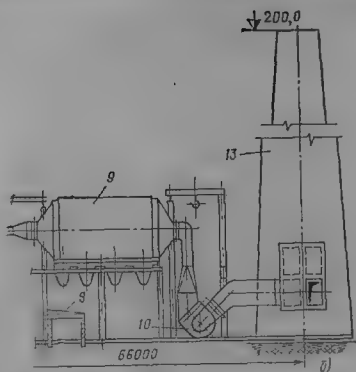


б — поперечный разрез; 1 — котлы БКЗ-420-140ПТ-2; 2 — турбина блока; № 1 ПТ-135/165-130/15+ТВВ-165-2; 4 — турбина блока № 3 Т-175/210-130+ТГВ-200М; 5 — конвейеры сырого угля; 6 — углеразмольные мельницы с сепараторами; 9 — электрофильтры с 11 — дутьевые вентиляторы; 12 — дымососы рециркуляции; 13 — дымовая труба (общая для питательной воды повышенного давления); 15 — мостовой край котельного отделения; 16 — питательные электронасосы; 18 — резервный возбудитель; 19 — конденсатные насосы турбины; 20 — конденсатные насосы и эжекторы турбины Т-175; 22 — питательные электронасосы; 23 — край первого подъема; 25 — подогреватель сетевой воды для калориферов; 26 — подогреватель пусковой; 28 — бак для замера уровня в вакуумных деаэраторах I ступени деаэрации; 29 — бак теплосети; 30 — охладитель пара расширитель дренажей; 31 — стаяк динамической грузопассажирский стационарный грузоподъемностью 0,5 т; 33 — лифт пассажирский грузовой стационарный грузоподъемностью 2 т; 35 — баки-аккумуляторы

золоуловители, тягодутьевые машины, калориферные установки для подогрева дутьевого воздуха, как правило, устанавливаются вне основных строительных конструкций главного здания, на открытом воздухе или в специальных пристройках, располагаемых параллельно главному корпусу ТЭЦ (см. рис. 1.12). В районах с расчетной температурой для отопления выше  $-28^{\circ}\text{C}$  РВВ и тягодутьевые машины всех ТЭЦ можно устанавливать на открытом воздухе. Тягодутьевые машины газомазутных ТЭЦ и ликовых котельных устанавливаются на открытом воздухе во всех климатических районах. Открытую установку сухих золоуловителей, как правило, следует применять во всех климатических районах с закрытием нижней части. Мокрые золоуловители устанавливаются в закрытом помещении в районах с расчетной температурой для отопления ниже  $-20^{\circ}\text{C}$ . Сопла и нижняя часть мокрых золоуловителей закрываются во всех случаях [9].

Бункерные этажерки пылеугольных ТЭЦ должны иметь габариты и высотные отметки, обеспечивающие пространственные углы наклона в бункерах сырого топлива не менее  $60^{\circ}$  для угля и  $65^{\circ}$  для фрезерного торфа. Вместимость бункеров (на каждый котел) должна обеспечивать нормируемые запасы топлива (см. § 2.2). Пылеприготовительное оборудование обычно размещается перед фронтом котлов на нулевой отметке (мельницы, вентиляторы) и на площадках бункерной этажерки (питатели сырого угля и пыли, циклоны).

Деаэраторы питательной воды устанавливают на верхней отметке деаэраторной и бункерно-деаэраторной этажерки исходя из условия обеспечения подпора воды перед питательными насосами (см. гл. 3). Быстродействующие редуциционно-охлаждающие установки (БРОУ) устанавливаются также в деаэраторной этажерке на площадке под



ПТ-135/165-130/16+ТВВ-165-2; 3 — турбина блока № 2 топливopодачи; 6 — бункера сырого угля; 7 — питатели преобразовательной подстанций; 10 — осевые дымососы; паровых и водогрейных котлов (агрегатов); 14 — деаэрактор регенеративная установка турбины ПТ-135; 17 — регенеративная установка турбины Т-175; 21 — мостовой турбинного отделения; 24 — сетевые насосы деаэрированной воды; 37 — подогреватель сетевой воды для замера уровня в вакуумном деаэракторе подпитки балансирующей ротора турбины; 32 — лифт стационарный грузоподъемностью 0,32 т; 34 — лифт

деаэраторами. На этой же площадке размещаются коллекторы пара и питательной воды. Питательные насосы устанавливаются в машинном зале на нулевой отметке вдоль деаэракторной этажерки.

Машинное отделение со стороны постоянного торца должно иметь свободные площади на отметке 0,0 для раскладки деталей турбин и вспомогательного оборудования при ремонтах. Со стороны временного торца в машинном отделении должна предусматриваться так называемая монтажная площадка с размерами, достаточными для ввода на нее большегрузной железнодорожной платформы в зону действия мостового крана.

Вспомогательное вращающееся оборудование (насосы, тягодутьевые машины и др.) должно устанавливаться на отметке 0,0.

Для вспомогательного оборудования, располагаемого вне зоны обслуживания мостовыми кранами (деаэраторы, углеразмольные мельницы), должны предусматриваться местные грузоподъемные механизмы — монорельсы с передвижными электроталями, кран-балки. Для обслуживания котлов должны устанавливаться грузоподъемные лифты: для котлов до 500 т/ч — по одному лифту грузоподъемностью 0,5 т на четыре котла. Кроме того, в постоянном торце бункерной или бункерно-деаэракторной этажерки должны предусматриваться лифты для эксплуатационного персонала: один — пассажирский грузоподъемностью 0,32 т и второй — грузовой грузоподъемностью 2 т.

Котельное отделение должно иметь вдоль фронта котлов сквозной проезд шириной не менее 3 м для автотранспорта. При установке на ТЭЦ турбин рассматриваемой мощности машинное отделение не имеет сплошного перекрытия на отметке пола обслуживания турбин. Применяется так называемое островное расположение турбин. Вдоль наружного и внутреннего рядов колонн машинное отделение имеет балконы для прохода вдоль него.

Основные строительные конструкции ТЭЦ (колонны, ригели, связи, кровельные перекрытия) изготавливаются из сборного железобетона или металла, перекрытия — из стандартных железобетонных конструкций заводского изготовления. Шаг колонн по основным рядам строительных конструкций 12 м.

Рассмотренная компоновка пылеугольной ТЭЦ (см. рис. 1.12) разработана институтом ВНИПИэнергопром для моноблоков и дубль-блоков с турбинами мощностью от 80 до 175 МВт применительно к пылеугольным котлам БКЗ паропроизводительностью 420 т/ч. Проекту при-

своено название ЗИТТ—заводского изготовления, твердотопливная. Как и ранее разработанный типовой проект промышленно отопительной газомазутной ТЭЦ (ЗИГМ) [3], проект ЗИТТ разработан для многократного применения на основе секционного принципа, позволяющего путем набора (стыковки) различных секций составить законченный во всех частях проект ТЭЦ нужного состава оборудования. Все секции (моноблочные и дубль-блочные, см. § 1.2) разработаны на базе унифицированного пылеугольного котла БКЗ паропроизводительностью 420 т/ч в двух модификациях—для работы котла с твердым шлаком (модификация котла ПТ-7) и с жидким шлаком (модификация котла ПТ-2). В связи с тем что ширина ячейки пылеугольного котла на 420 т/ч (30 м) больше ширины ячейки, требуемой для размещения турбин моноблоков (24 м, ПТ-80, Т-100, Р-50), в проекте ЗИТТ в целях сохранения принципа серийности и многократного применения секции с одним котлом (моноблоки) разработаны в двух модификациях—шириной 36 м для нечетных блоков и 24 м—для четных блоков. Две смежные моноблочные секции в сумме имеют ширину 60 м, достаточную для установки двух смежных котельных агрегатов. Секции с дубль-блоками имеют ширину 60 м, равную ширине двух ячеек котлов. Свободные площади в секциях 36 и 60 м используются для размещения вспомогательного оборудования и раскладки оборудования при ремонтах. Применение проекта ЗИТТ с некоторыми уточнениями возможно и при установке пылеугольных котлов ТКЗ паропроизводительностью 400 т/ч. При установке на ТЭЦ котлов ТКЗ на 400 и 500 т/ч, имеющих габаритные размеры, отличные от габаритных размеров котлов БКЗ на 420 т/ч, проектирование главного корпуса производится в индивидуальном порядке. В разработках института ВНИПИэнергопром имеется ряд проектов ТЭЦ с котлами ТКЗ 400 и 500 т/ч, пригодных для повторного применения. Ранее разработанная типовая компоновка газомазутной ТЭЦ (ЗИГМ) представлена в [3].

Теплофикационные блоки с турбинами Т-180/210-130 и Т-250/300-240-2 и с котлами соответственно Еп-670-140 и Пп-1000-255 по габаритам значительно отличаются от рассмотренных выше и требуют разработки индивидуальных проектов. По индивидуальным проектам ТЭЦ с этими блоками главный корпус имеет следующие основные размеры, м:

|                                                                                             | 2×Т-180<br>пылеугольная<br>ТЭЦ | 2×Т-250<br>мазутная ТЭЦ |
|---------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|-------------------------|
| Пролет машинного зала (А—Б) . . . . .                                                       | 45,0                           | 54,0                    |
| Пролет бункерно-деаэрационной этажерки (Б—В) . . . . .                                      | 12,0                           | 12,0                    |
| Пролет котельной (В—Г) . . . . .                                                            | 45,0                           | 42,0                    |
| Пролет электрофильтров, регенеративных воздухоподогревателей и тягодутьевых машин . . . . . | 45,0                           | 33,3                    |
| Отметка затяжки ферм машинного зала . . . . .                                               | 28,47                          | 29,05                   |
| Отметка затяжки ферм котельной . . . . .                                                    | 78,0                           | 54,0                    |
| Отметка галерей топливоподачи . . . . .                                                     | 34,8                           | —                       |
| Длина котлотурбинной ячейки . . . . .                                                       | 48,0                           | 60,0                    |
| Длина секции постоянного торца . . . . .                                                    | 24,0                           | —                       |

Пиковая котельная с водогрейными котлами КВ-ТК-100-150 имеет следующие габаритные размеры, м:

|                                                                                        |       |
|----------------------------------------------------------------------------------------|-------|
| Пролет котельного помещения . . . . .                                                  | 33    |
| Отметка низа ферм перекрытия котельного отделения . . . . .                            | 37,47 |
| Длина котельной ячейки . . . . .                                                       | 24    |
| Длина секции постоянного торца с перекрытиями на отметках 12,0; 16,8; 21,0 м . . . . . | 12    |
| Длина монтажной площадки со стороны временного торца котельной . . . . .               | 12    |

|                                                                                       |      |
|---------------------------------------------------------------------------------------|------|
| Общая длина пиковой котельной (на 5 котлов) . . . . .                                 | 144  |
| Пролет бункерной этажерки с перекрытиями на отметках 8,4; 12,0;<br>18,0 м . . . . .   | 12   |
| Отметка верхнего перекрытия бункерной этажерки (галерея топливо-<br>подачи) . . . . . | 28,8 |

Пролет площадки (пристройки) для золоуловителей и тягодутьевых машин определяется габаритами устанавливаемого вспомогательного оборудования. Шаг сборных железобетонных строительных конструкций 12 м. В котельной кроме водогрейных котлов с их пылеприготовительным оборудованием, золоуловителями, тягодутьевыми машинами и оборудования золошлакоудаления устанавливаются сетевые насосы рециркуляции сетевой воды и калориферные установки для подогрева дутьевого воздуха (см. рис. 1.10).

Для газомазутных пиковых котельных институтом ВНИПИэнергопром разработаны проекты для повторного применения, описание которых дано в [3].

## Глава вторая

### ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ И ПИКОВЫХ ВОДОГРЕЙНЫХ (ПАРОВЫХ) КОТЛОВ

#### 2.1. Золоуловители, тягодутьевые машины, дымовые трубы

На стадии разработки технического проекта ТЭЦ необходимые расчеты для выбора золоуловителей и тягодутьевых машин для котла выполняются основными проектировщиками ТЭЦ. На стадии рабочего проектирования эти расчеты входят в состав теплового и аэродинамического расчетов котельной установки, выполняемых комплексно изготовителем котла по заданию основного проектировщика ТЭЦ.

Золоуловители промышленно-отопительных ТЭЦ предназначаются для улавливания золы из топочных газов энергетических и пиковых котлов, работающих на твердом топливе. Золоулавливающие установки ТЭЦ должны иметь КПД 93—98% и выше в зависимости от зольности и количества сжигаемого топлива, что определяется санитарными нормами загрязнения воздуха золой. Зола, не осевшая в золоуловителях, должна быть рассеяна в воздушном пространстве, и концентрация ее не должна превышать определенной нормы — предельно допустимой концентрации (ПДК), что достигается с помощью высоких дымовых труб (150—250 м и выше). Естественно, что чем ниже КПД золоулавливающей установки, чем больше остаток неуловленной золы, тем более высокую дымовую трубу приходится сооружать; стоимость ее пропорциональна высоте и составляет весьма внушительную сумму. Так, например, сооружение дымовой трубы высотой 250 м для ТЭЦ мощностью 400 МВт обходится примерно в 2300 тыс. руб.

Определяющими факторами для выбора золоулавливающей установки являются: мощность проектируемой ТЭЦ (количество сжигаемого топлива), зольность топлива и качественная характеристика золы, необходимая степень очистки газов от золы (КПД золоуловителей) и требования по использованию сухой золы в промышленных целях. Мощность ТЭЦ определяется проектными разработками, утвержденными в установленном порядке. Зольность топлива и характеристики золы топлива принимаются на основании опубликованных данных по топливам, добываемым в СССР [10], в соответствии с решением о выде-



лении для проектируемой ТЭЦ того или иного вида топлива. Степень очистки газов от золы (тип золоуловителей и их КПД) принимается на основании предварительных расчетов по рассеиванию в воздушном бассейне неуловленной золы при соблюдении санитарных норм загрязнения воздуха выбросами золы.

Следует иметь в виду, что высота дымовой трубы ТЭЦ определяется не только выбросами золы, но также выбросами сернистого ангидрида ( $\text{SO}_2$ ) и окислов азота ( $\text{NO}_2$ ). Вредное действие этих выбросов суммируется, и нередко они, а не зола, определяют высоту дымовой трубы. В этих случаях степень очистки газов от золы (тип и КПД золоуловителей) должна устанавливаться исходя из высоты трубы, определяемой выбросами  $\text{SO}_2$  и  $\text{NO}_2$ . Если имеется возможность использования сухой золы для изготовления строительных материалов, то применяется сухое золоулавливание. По [9] для ТЭЦ мощностью 500 МВт и выше необходимая степень очистки газов от золы составляет 99—99,5%. Для ТЭЦ мощностью 150—300 МВт степень очистки газов может приниматься 98% для многозольных топлив и 96% для малозольных топлив ( $A^u < 4 \text{ кг} \cdot \% / 10^3 \text{ ккал}$ ). Для ТЭЦ меньшей мощности степень очистки газов от золы 96% для многозольных топлив и 93% для малозольных. При выборе типа золоуловителя нужно учитывать свойства золы сжигаемого топлива, а также стоимость золоуловителей.

Для очистки газов от золы применяются электрофильтры, мокрые золоуловители и сухие инерционные золоуловители. Наибольший КПД имеют электрофильтры. Мокрые золоуловители занимают второе место по степени золоулавливания. Для достижения степени очистки газов выше 97% должны применяться электрофильтры, 95—97% — мокрые золоуловители, 93—95% — сухие инерционные золоуловители. При необходимости получения сухой золы и степени очистки 95—97% вместо мокрых золоуловителей должны применяться электрофильтры.

Основным типом золоуловителей для пиковых водогрейных котлов ТЭЦ являются мокрые золоуловители. Относительно высокая температура газов за водогрейным котлом позволяет увеличить расход орошающей воды и соответственно КПД золоуловителя, не опасаясь коррозии газового тракта за золоуловителем. При этом степень очистки газов от золы может быть доведена до 97% (кроме углей, в золе которых содержание  $\text{CaO}$  превышает норму для мокрых золоуловителей). В случае установки на ТЭЦ пиковых паровых котлов низкого давления на твердом топливе они оборудуются мокрыми или сухими инерционными золоуловителями.

**Электрофильтры.** Это — аппараты, в которых для улавливания пыли (в нашем случае золы) используется электростатическое поле, создаваемое между коронирующими и осадительными электродами при подаче на них выпрямленного напряжения 50—60 кВ (используется свойство заряженных частиц притягиваться к полюсу обратного знака). Электрофильтры имеют КПД наиболее высокий по сравнению с остальными применяемыми золоулавливающими аппаратами, составляющий 98—99,5% (при благоприятных электрофизических свойствах золы).

Электрофильтры, применяемые в настоящее время для улавливания золы, представляют собой камеры с горизонтальным потоком газов. Внутри камер параллельно друг другу расположены пластины — осадительные электроды, присоединяемые к положительному полюсу источника питания. Между осадительными электродами располагаются коронирующие электроды, присоединяемые к отрицательному полюсу источника питания [11].

Отечественная промышленность выпускает электрофилтры типов ЭГА1 и ЭГА2 (электрофилтры горизонтальные, модификация А, одно- и двухсекционные) совместной советско-чехословацкой разработки (серия «Дружба», рис. 2.1 и табл. 2.1). Температура газов перед элек-

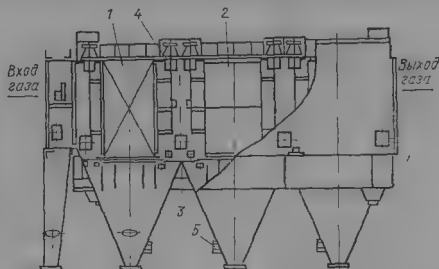


Рис. 2.1. Трехполюсный горизонтальный электрофилтр типа ЭГА-1:

1 — осадительный электрод; 2 — коронирующий электрод; 3 — привод встряхивания осадительных электродов; 4 — привод встряхивания коронирующих электродов; 5 — привод встряхивания бункеров

трофилтром до 330 °С, разрежение до 5 кПа. Корпус рассчитан на сейсмичность до 7 баллов. Параметром, определяющим КПД электрофилтра, является время пребывания газов в активной зоне электрофилтра  $t_{эф}$ , с. Для предварительного выбора электрофилтра его можно определить по формуле

$$t_{эф} = LF_{ак}N_{пол}/V_{г}, \quad (2.1)$$

где  $L$  — длина активной зоны электрофилтра, равная числу элементов в осадительном электроде, умноженному на ширину элемента, равную 0,64 м (см. табл. 2.1). При четырех элементах  $L=2,56$  м, при шести

Таблица 2.1. Характеристики электрофилтров типов ЭГА1 и ЭГА2

| Типоразмеры*          | Площадь<br>активного<br>сечения,<br>м² | Длина×ширина×<br>высота, м | Типоразмеры*          | Площадь<br>активного<br>сечения,<br>м² | Длина×ширина×<br>высота, м |
|-----------------------|----------------------------------------|----------------------------|-----------------------|----------------------------------------|----------------------------|
| <b>Односекционные</b> |                                        |                            |                       |                                        |                            |
| ЭГА1-10-5-4-2         | 16,5                                   | 9,26×4,89×12,4             | ЭГА1-30-12-6-4        | 97,4                                   | 17,28×10,90×19,4           |
| ЭГА1-10-6-4-3         | 16,5                                   | 13,44×4,89×12,4            | ЭГА1-30-12-6-4        | 97,4                                   | 22,74×10,90×19,4           |
| ЭГА1-10-6-6-2         | 16,5                                   | 11,82×4,82×13,4            | ЭГА1-40-7-5-4-3       | 81,9                                   | 13,44×13,92×15,4           |
| ЭГА1-10-6-6-3         | 16,5                                   | 17,28×4,82×13,4            | ЭГА1-40-7-5-4-4       | 81,9                                   | 17,62×13,92×15,4           |
| ЭГА1-14-7-5-4-3       | 28,7                                   | 13,44×6,12×13,9            | ЭГА1-40-7-5-6-2       | 81,9                                   | 11,82×13,92×15,4           |
| ЭГА1-14-7-5-4-4       | 28,7                                   | 17,62×6,12×13,9            | ЭГА1-40-7-5-6-3       | 81,9                                   | 17,28×13,99×15,4           |
| ЭГА1-14-7-5-6-2       | 28,7                                   | 11,82×6,19×14,9            | ЭГА1-40-9-6-2         | 97,9                                   | 11,82×13,91×16,9           |
| ЭГА1-14-7-5-6-3       | 28,7                                   | 17,28×6,19×14,9            | ЭГА1-40-9-6-3         | 97,9                                   | 17,28×13,99×16,9           |
| ЭГА1-20-7-5-4-3       | 41,0                                   | 13,44×7,22×15,4            | ЭГА1-40-9-6-4         | 97,9                                   | 22,74×13,99×16,9           |
| ЭГА1-20-7-5-4-4       | 41,0                                   | 17,62×7,22×15,4            | ЭГА1-40-12-6-3        | 123,8                                  | 17,28×13,96×19,9           |
| ЭГА1-20-7-5-6-2       | 41,0                                   | 11,82×7,99×15,4            | ЭГА1-40-12-6-4        | 123,8                                  | 22,74×13,99×19,9           |
| ЭГА1-20-7-5-6-3       | 41,0                                   | 17,28×7,99×15,4            | <b>Двухсекционные</b> |                                        |                            |
| ЭГА1-20-9-6-2         | 49,0                                   | 11,82×7,99×16,9            | ЭГА2-48-12-6-3        | 155,8                                  | 17,28×17,54×19,9           |
| ЭГА1-20-9-6-3         | 49,0                                   | 17,28×7,99×16,9            | ЭГА2-48-12-6-4        | 155,8                                  | 22,74×17,54×19,9           |
| ЭГА1-20-9-6-4         | 49,0                                   | 22,74×7,99×16,9            | ЭГА2-56-12-6-3        | 181,7                                  | 17,28×19,94×19,9           |
| ЭГА1-30-7-5-4-3       | 61,4                                   | 13,44×10,95×14,9           | ЭГА2-56-12-6-4        | 181,7                                  | 22,74×19,94×19,9           |
| ЭГА1-30-7-5-4-4       | 61,4                                   | 17,62×10,95×14,9           | ЭГА2-76-12-6-3        | 245,6                                  | 17,28×25,94×19,9           |
| ЭГА1-30-7-5-6-2       | 61,4                                   | 11,82×10,94×14,9           | ЭГА2-76-12-6-4        | 245,6                                  | 22,74×25,94×19,9           |
| ЭГА1-30-7-5-6-3       | 61,4                                   | 17,28×10,99×14,9           | ЭГА2-88-12-6-3        | 285,6                                  | 17,28×29,51×19,9           |
| ЭГА1-30-9-6-2         | 73,4                                   | 11,82×10,99×16,4           | ЭГА2-88-12-6-4        | 285,6                                  | 22,74×29,51×19,9           |
| ЭГА1-30-9-6-3         | 73,4                                   | 17,28×10,99×16,4           |                       |                                        |                            |
| ЭГА1-30-9-6-4         | 73,4                                   | 22,74×10,99×16,4           |                       |                                        |                            |

\* Цифры после наименования типа (ЭГА1 или ЭГА2) означают: первая — число проходов по ширине; вторая — номинальную высоту электродов; третья — число элементов в осадительном электроде; четвертая — число полей. Односекционные электрофилтры по ширине имеют два боковых бункера, а двухсекционные — три. По длине электрофилтра число секций бункеров равно числу полей, т. е. 2—4.

$L=3,84$  м;  $F_{ак}$  — площадь активного сечения (см. табл. 2.1),  $м^2$ ;  $N_{пол}$  — число полей;  $V_r$  — объем газов, проходящих через электрофильтр (принимается на основании теплового расчета котла),  $м^3/с$ .

Окончательный расчет электрофильтров производится по методике РД РТМ 26-14-21-80, утвержденной Управлением газоочистки Минхиммаша. Зависимость КПД электрофильтра (при благоприятных электрофизических свойствах золы) от времени пребывания газов в активной зоне электрофильтра представлена на рис. 2.2. Как видно из зависимости, электрофильтры с электродами высотой 12 м по сравнению с электрофильтрами с электродами высотой 9, 7,5 и 6 м при равном времени пребывания газов в активной зоне электрофильтра имеют значительно меньший КПД, что объясняется ухудшением условий осаж-

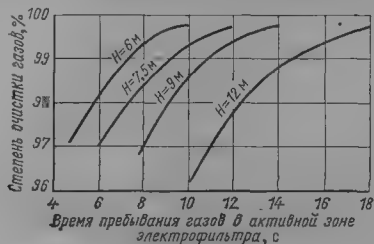


Рис. 2.2. Зависимость степени очистки газов в электрофильтрах от времени их пребывания в активной зоне электрофильтра:

$H$  — номинальная высота электродов

дения золы при увеличении высоты осадительных электродов [12]. Поэтому при подборе типоразмера электрофильтра следует в первую очередь проверять возможность использования электрофильтров с высотой электродов меньше 12 м. Зола малосернистых и маловлажных топлив ( $S^{зол} < 0,3$  и  $W^{зол} < 2$  кг. %/ $10^3$  ккал) при температурах выше 90—100 °С (угли Экибастузского месторождения и большинство кузнецких углей) обладает неблагоприятными электрофизическими свойствами, снижающими степень очистки газов в электрофильтрах до 95—96% (причина — высокое удельное электрическое сопротивление золы, приводящее к образованию «обратной короны»). Для очистки газов от такой золы время пребывания газов в активной зоне электрофильтра должно быть увеличено в 1,5 раза [12].

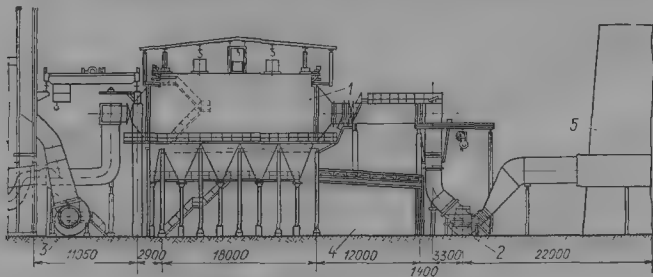


Рис. 2.3. Компоновка электрофильтров и выпрямительной подстанции:

1 — электрофильтр; 2 — дымосос; 3 — дутьевой вентилятор, 4 — выпрямительная подстанция; 5 — дымовая труба

В настоящее время ВТИ разрабатывает методы кондиционирования уходящих газов указанных топлив (увлажнение и охлаждение) перед вводом их в электрофильтры. Для котлов, сжигающих экибастузский уголь, ВТИ рекомендует установку перед электрофильтрами мокрых золоуловителей для охлаждения газов до  $90^{\circ}\text{C}$  (постоянно). Для кондиционирования дымовых газов кузнецких углей рекомендуется прямое испарение влаги (впрыск в газоход перед электрофильтром).

Эффект улавливания золы в значительной степени зависит от фракционного состава золы в дымовых газах. Вследствие малых скоростей газов сопротивление электрофильтров небольшое и составляет около 200 Па (включая газораспределительные устройства перед электрофильтром).

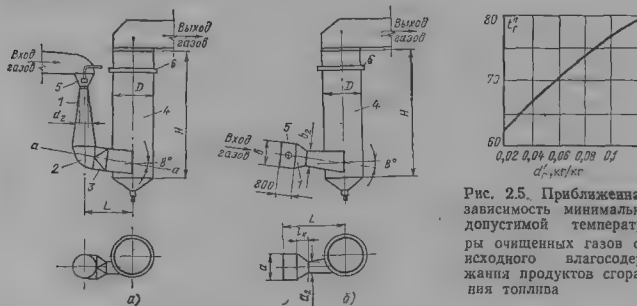


Рис. 2.5. Приближенная зависимость минимально допустимой температуры очищенных газов от исходного влагосодержания продуктов сгорания топлива

Рис. 2.4. Схемы мокрых золоуловителей с трубой Вентури:

а — типа МВ-УО ОРГРЭС с вертикальным расположением трубы Вентури круглого сечения (возможно горизонтальное положение трубы Вентури вдоль оси  $a-a$ , при этом колесо 2 не нужно); б — типа МС-ВТИ с трубой Вентури прямоугольного сечения; 1 — труба Вентури; 2 — колесо; 3 — переход с круглого сечения на прямоугольное; 4 — каплеуловитель (скруббер); 5 — орошающие форсунки трубы Вентури; 6 — орошающие форсунки каплеуловителя

Устанавливаются электрофильтры, как правило, на открытом воздухе, сверху над ними сооружается шатер для защиты от атмосферных осадков. Нижняя часть установки, где помещаются золовые бункера, имеет легкие ограждения. В исключительных случаях в суровых климатических условиях электрофильтры устанавливаются в закрытых помещениях. Снаружи электрофильтры изолируются. Каждый котел должен иметь свою группу электрофильтров, вписанную по ширине в ячейку котла. Дымососы и дымовая труба устанавливаются по ходу газов за электрофильтрами. Выпрямительные (преобразовательные) станции, от которых электрофильтры получают напряжение, обычно размещаются в специальном помещении, расположенном вдоль фронта электрофильтров, как показано на рис. 2.3. Проектированием установок электрофильтров, т. е. выбором их и компоновкой, занимается специализированный институт Гипрогазоочистка.

**Мокрые золоуловители.** На ТЭЦ применяются мокрые золоуловители двух типов: МВ-УО ОРГРЭС (мокрые, с трубой Вентури, конструкции Уральского отделения треста ОРГРЭС, в настоящее время Союзтехэнерго) и МС-ВТИ (мокрые, с трубой Вентури, скоростные, конструкции ВТИ). Золоуловители обоих типов состоят из патрубка в виде трубы Вентури, интензивно орошаемого водой (турбулентный коагулятор), и цилиндрического скруббера-каплеуловителя (рис. 2.4).

Очищаемые газы проходят через трубу Вентури с большой скоростью (60—75 м/с для МВ и 48—60 м/с для МС). В трубу через распыляющие форсунки подводится орошающая вода. Частицы золы оседают на каплях распыленной орошающей воды и с потоком газа тангенциально вводятся в цилиндрический скруббер-каплеуловитель (улиточный подвод), где капли воды с осевшей на них золой под действием центробежных сил сепарируются на поверхность каплеуловителя и смываются из него водой в канал гидрозолоудаления через гидрозатвор. Скорость газов в каплеуловителе 4 м/с. Удельный расход воды на орошение каплеуловителя 0,05—0,07 кг/м³ [указаны расходы воды на 1 м³ поступающих в золоуловитель газов, приведенных к давлению 0,1 МПа (760 мм рт. ст.) и температуре 0°C]. Очищенные газы отводятся из каплеуловителя в газовый тракт к дымососу.

В мокрых золоуловителях очищаемый газ охлаждается. Степень охлаждения газа в основном зависит от количества воды, подаваемой на орошение золоуловителя, и скорости газа в горловине трубы Вентури. В целях предотвращения отложений золы на лопатках дымососов, устанавливаемых за золоуловителями, и коррозии последующего газового тракта температура газов после золоуловителя должна быть выше их точки росы на 15—20°C. Согласно расчетам и испытаниям мокрых золоуловителей, выполненным ВТИ [13], минимально допустимая температура очищенных газов ориентировочно может быть определена с помощью графика, приведенного на рис. 2.5. Значение влагосодержания газов, поступающих в золоуловитель  $d'_r$ , кг/кг сухого газа, зависящее от вида сжигаемого топлива, определяется на основании данных теплового расчета котла:

$$d'_r = \frac{\rho_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{BK}} V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{BK}}}{1 + \rho_{\text{B}}^{\text{BK}} V^0 - 0,01 (A^p + W^p + 9H^p)}, \quad (2.2)$$

где  $V_{\text{H}_2\text{O}}^{\text{BK}}$  — объем водяных паров при нормальных условиях на входе в золоуловитель, м³/кг топлива;  $\rho_{\text{H}_2\text{O}}$  и  $\rho_{\text{B}}$  — плотности водяных паров и сухого воздуха при нормальных условиях,  $\rho_{\text{H}_2\text{O}} = 0,804 \text{ кг/м}^3$ ;  $\rho_{\text{B}} \approx 1,3 \text{ кг/м}^3$ ;  $A^p$ ,  $W^p$ ,  $H^p$  — содержания в рабочей массе топлива золы, влаги и водорода, %;  $V^0$  — теоретический объем воздуха для горения м³/кг топлива;  $\alpha_{\text{B}}^{\text{BK}}$  — коэффициент избытка воздуха при входе в золоуловитель.

Ниже приводятся рекомендуемые температуры газов за золоуловителем для ряда углей, для которых проводились испытания золоуловителей:

| Уголь                    | Рекомендуемая температура газов за золоуловителем, °C | Уголь                    | Рекомендуемая температура газов за золоуловителем, °C |
|--------------------------|-------------------------------------------------------|--------------------------|-------------------------------------------------------|
| Экибастузский . . . . .  | 68                                                    | Богословский бурый . .   | 78                                                    |
| Донецкий АШ . . . . .    | 63                                                    | Карагандинский, пром-    |                                                       |
| Донецкий тощий . . . . . | 69                                                    | продукт . . . . .        | 71                                                    |
| Челябинский бурый . . .  | 68                                                    | Черемховский . . . . .   | 67                                                    |
|                          |                                                       | Харанорский и черновский | 78                                                    |

Удельные расходы воды и скорость газов в трубе Вентури, определяющие ее конструктивные размеры, а также температура газов за золоуловителем должны приниматься по расчету исходя из вышеуказанных температур газов за золоуловителем. Методика этих расчетов приведена в [13]. Не рекомендуется расход воды ниже 0,08 кг/м³ для МВ и ниже 0,1 кг/м³ для МС.

Мокрые золоуловители эффективно работают при содержании СаО в летучей золе не более 20% и при значении произведения  $A^{\text{п}} \cdot \text{СаО}_{\text{св}} < 6$  ( $\text{СаО}_{\text{св}}$  — содержание свободной окиси кальция в золе). Большая часть содержащейся в летучей золе топлива СаО связывается в процессе горения с окислами металлов и серы. Небольшая часть СаО остается свободной. Значения  $A^{\text{п}}$ , СаО и  $\text{СаО}_{\text{св}}$  приведены в [14, табл. 1 и 2 приложения]. При большем содержании СаО в летучей золе во входном патрубке трубы Вентури накапливаются отложения, состоящие из сульфата кальция  $\text{СаSO}_4$  и цементированной золы, что выводит золоуловитель из строя. По [14] при значениях общего содержания СаО,  $\text{СаО}_{\text{св}}$  в летучей золе до 10% могут применяться мокрые золоуловители МВ и МС. При значениях  $\text{СаО}_{\text{св}}$  от 10 до 20% рекомендуется применять аппараты только МС. Для углей, приведенных в табл. 1.4, кроме углей Канско-Ачинского бассейна (ирша-бородинский, назаровский, березовский), применимы мокрые золоуловители как МВ, так и МС. Для углей Канско-Ачинского бассейна с содержанием  $\text{СаО}_{\text{св}}$  в летучей золе более 20% применять мокрые золоуловители нельзя. Коэффициент полезного действия золоуловителей 95—98% (по расчету) [13].

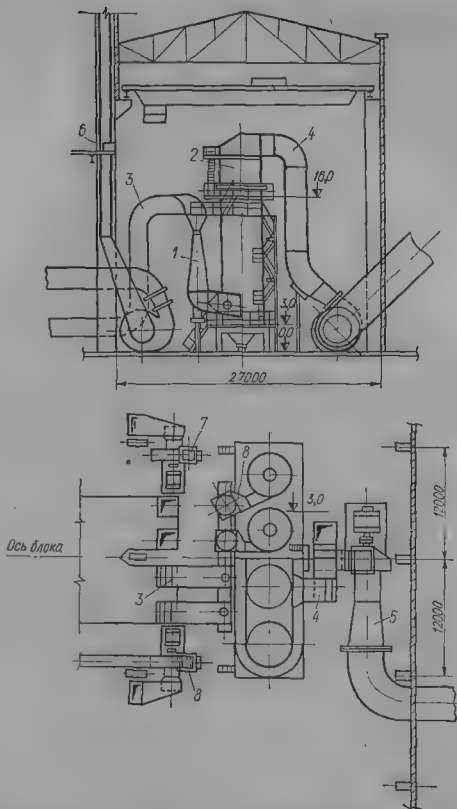
Таблица 2.2 Золоуловители МВ-УО ОРГРЭС (размеры каплеуловителей)

| Типоразмер | $D$ , мм | $H$ , мм | $L$ , мм | Расчетный расход газов, тыс. м <sup>3</sup> /ч | Расход воды на срошение каплеуловителя, т/ч |
|------------|----------|----------|----------|------------------------------------------------|---------------------------------------------|
| МВ-3100    | 3100     | 10 750   | 3000     | 110—114                                        | 5,0                                         |
| МВ-3300    | 3300     | 11 400   | 3450     | 115—129                                        | 5,4                                         |
| МВ-3500    | 3500     | 12 000   | 3600     | 130—145                                        | 5,7                                         |
| МВ-3700    | 3700     | 12 650   | 3700     | 146—162                                        | 6,0                                         |
| МВ-3900    | 3900     | 13 300   | 3800     | 163—180                                        | 6,3                                         |
| МВ-4400    | 4400     | 13 700   | 4150     | 181—208                                        | 7,0                                         |

Мокрые золоуловители МВ, как показано на рис. 2.4, имеют трубу Вентури круглого сечения, расположенную либо вертикально, либо горизонтально. В табл. 2.2 приведены расчетные расходы газов для этих золоуловителей и габаритные размеры каплеуловителей-скрубберов (нормальный ряд). Конструктивные размеры трубы Вентури определяются специальным расчетом.

Для большинства используемых на ТЭЦ топлив к котлу паропроизводительностью 420 т/ч (см. гл. 1) достаточно установки четырех МВ с каплеуловителем диаметром 4,4 м. Гидравлическое сопротивление МВ складывается из сопротивлений трубы Вентури и каплеуловителя и составляет 1100—1300 Па. Формулы и расчетные коэффициенты для определения сопротивления МВ приведены в [13]. На рис. 2.6 показана компоновка МВ за котлом 420 т/ч.

Мокрые золоуловители типа МС-ВТИ имеют сравнительно короткий входной патрубок с трубой Вентури прямоугольного сечения, расположенный горизонтально и примыкающий непосредственно к каплеуловителю (см. рис. 2.4). Конструкция патрубка разработана СКБ ВТИ на основании проведенных ВТИ научно-исследовательских работ в целях защиты коагулятора от кальциевых отложений и расширения области применения мокрых золоуловителей [12]. Производительности этих золоуловителей разработанных СКБ ВТИ типоразмеров (нормальный ряд) приведены в табл. 2.3. Каждому типоразмеру каплеуловителя соответствуют единые конструктивные размеры патрубка с трубой Вентури. Гидравлическое сопротивление золоуловителя в пределах



\* Рис. 26. Компоновка золоуловителей с трубой Вентури типа МВ-УО ОРГРЭС:

1 — труба Вентури; 2 — каплеуловитель; 3 — подводящий газопровод; 4 — отводящий газопровод; 5 — дымоход; 6 — бакчик орошения каплеуловителя; 7 — дутьевой вентилятор первичного воздуха; 8 — дутьевой вентилятор вторичного воздуха

1000—1100 Па (расчетные формулы см. [12]). Удельный расход воды на орошение трубы Вентури 0,12—0,18 кг/м<sup>3</sup>. Расход воды на каплеуловитель указан в табл. 2.3. Методика расчета охлаждения газов в золоуловителе МС одинакова с методикой расчета по золоуловителям МВ (см. выше).

Эффективность работы мокрых золоуловителей в значительной степени зависит от качества орошающей воды. Последняя не должна содержать механических примесей, а также не иметь гидратную щелоч-

Таблица 2.3. Характеристики золоуловителей типа МС-ВТИ

| Типоразмер  | <i>D</i> , мм | <i>H</i> , мм | <i>L</i> , мм | Расчетный расход газов, тыс. м³/ч | Расход воды на орошение каплеуловителя, т/ч |
|-------------|---------------|---------------|---------------|-----------------------------------|---------------------------------------------|
| МС-ВТИ-2800 | 2800          | 9660          | 3750          | 80—95                             | 4,4                                         |
| МС-ВТИ-3000 | 3000          | 10 320        | 4070          | 96—115                            | 4,7                                         |
| МС-ВТИ-3200 | 3200          | 10 980        | 4310          | 116—139                           | 5,0                                         |
| МС-ВТИ-3600 | 3600          | 12 200        | 4540          | 140—175                           | 5,7                                         |
| МС-ВТИ-4000 | 4000          | 13 610        | 4930          | 176—220                           | 6,3                                         |
| МС-ВТИ-4500 | 4500          | 15 250        | 5490          | 221—275                           | 7,0                                         |

ность (оборотная вода систем гидрозолоудаления); содержание в ней сульфитных ионов должно быть менее 1700 мг/л (36 мг-экв/л). На линиях орошающей воды обязательна установка гравийных фильтров. Для эффективной работы каплеуловителя требуется поддержание постоянного давления орошающей воды. Выполнение этого условия достигается с помощью напорного бачка, устанавливаемого выше золоуловителей на определенной отметке. Принципиальная схема водоснабжения мокрых золоуловителей показана на рис. 2.7. Вода на орошение трубы Вентури должна иметь давление не менее 0,3 МПа (3 кгс/см²), а на орошение каплеуловителя — не более 0,015 МПа (0,15 кгс/см²).

При использовании для орошения золоуловителей воды из оборотной системы гидрозолоудаления требуется нейтрализация этой воды

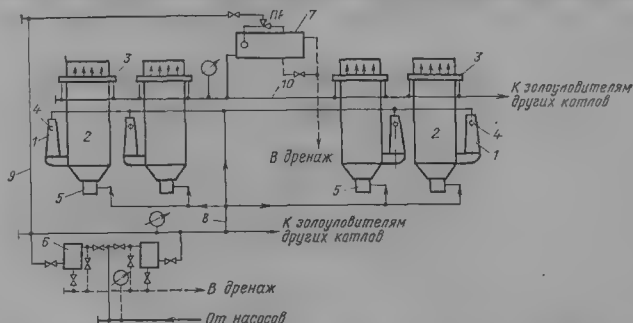


Рис. 2.7. Принципиальная схема орошения мокрых золоуловителей с трубой Вентури: 1 — труба Вентури; 2 — каплеуловитель; 3 — орошающие сопла каплеуловителя; 4 — орошающие сопла трубы Вентури; 5 — гидрозатвор каплеуловителя; 6 — фильтр гравийный; 7 — бачок напорный с сетчатым фильтром и поплавковым регулятором; 8 — напорная линия к форсункам труб Вентури и гидрозатворам; 9 — напорная линия к бачку; 10 — самотечная линия от бачка; ПР — поплавковый регулятор

для устранения гидратной щелочности. В настоящее время для нейтрализации в орошающую воду вводится соляная кислота. При pH=12 для осветленной воды и гидратной щелочности 10 мг-экв/кг расход 30%-ной соляной кислоты составляет примерно 1 кг на 1 м³ воды.

Предприятием Энергогазоочистка разработана улучшенная конструкция каплеуловителя к мокрым золоуловителям с трубами Вентури, с верхним входом газов после трубы Вентури и центральной выхлопной трубой (рис. 2.8). Такая конструкция каплеуловителя благодаря изме-



нению направления движения газов внутри скруббера на 180° обеспечивает дополнительную сепарацию капель воды и частиц золы, что уменьшает брызгоунос из золоуловителя, снижающий надежность работы дымососа, и повышает КПД золоуловителя до 98%. Кроме того, в рассматриваемой конструкции каплеуловителя в более благоприятных условиях находятся сопла орошения скруббера, которые практи-

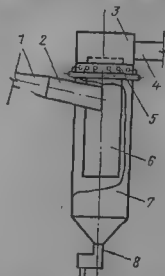


Рис. 2.8. Схема каплеуловителя конструкции предприятия Энергогазоочистка:

1 — труба Вентури; 2 — входной патрубок; 3 — сбросный короб; 4 — выходной патрубок; 5 — система орошения каплеуловителя; 6 — выпускная труба; 7 — гидрозатвор; 8 — конусообразный выход.



Рис. 2.9. Приближенная зависимость степени очистки газов в мокром золоуловителе от нагрузки водогрейного котла

чески не соприкасаются с дымовыми газами, что предотвращает их износ и нарушение режима смачивания поверхности скруббера. По данным предприятия Энергогазоочистка гидравлическое сопротивление, расходы воды на орошение и охлаждение газов в золоуловителях с рассмотренным каплеуловителем такие же, как и для золоуловителей МВ-УО ОРГРЭС и МС-ВТИ.

Мокрые золоуловители рекомендуются для установки за водогрейными котлами, режим работы которых отличается большой неравномерностью. Мокрые золоуловители по сравнению с сухими инерционными меньше зависят от недогрузки котла, а поэтому более эффективны. Кроме того, высокая температура газов за водогрейными котлами (до 190°C при полной нагрузке и 140°C при нагрузке 75%) дает возможность увеличить расход орошающей воды и КПД золоуловителя. Зависимость степени очистки газов в мокром золоуловителе от нагрузки водогрейного котла представлена на графике рис. 2.9.

Сухие золоуловители. Батарейные циклоны типа БЦУ-М (батарейный циклон улиточный модернизированный) предназначены для очистки дымовых газов котлов тепловых электростанций паропроизводительностью до 500 т/ч при сжигании в них малозольного твердого топлива с  $A^p \leq 4$  (при обосновании допускается  $A^p \leq 5$ ). Батарея циклона состоит из циклонных элементов диаметром 245 мм (из труб 245/7 мм) с улиточным подводом газа и разворотом циклонных элементов на определенный угол (рис. 2.10) [14]. Батареи изготавливаются трех групп: первая группа — с числом элементов по глубине 10, вторая — 12, третья — 14. В каждой из трех групп число элементов по ширине от 7 до 15 (типоразмеры, разработанные СКБ ВТИ). Аппарат может состоять из нескольких батарей (секций): первая группа — одна, две и четыре секции, вторая — две и четыре секции, третья — четыре и шесть секций.

По условиям компоновки секций предусматриваются три исполнения золоуловителя: I исполнение — с вертикальным расположением элементов (рис. 2.11,а); II исполнение — с установкой элементов под углом  $45^\circ$  (рис. 2.11,б); III исполнение (для батарей с 2, 4 и 6 секциями) — с установкой циклонных элементов под углом  $45^\circ$  с подводом газов в рассечку между корпусами (рис. 2.11,в).

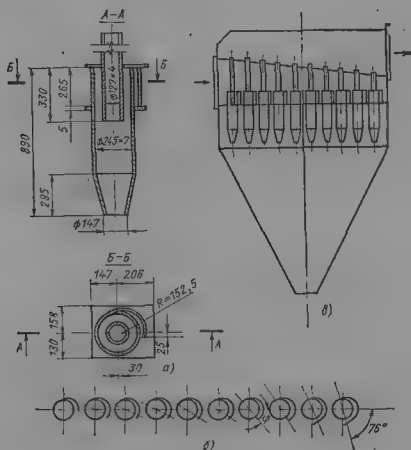


Рис. 2.10. Схема золоуловителя типа БЦУ-М:

а — элемент золоуловителя; б — схема разворота элементов по глубине золоуловителя; в — батарея золоуловителя

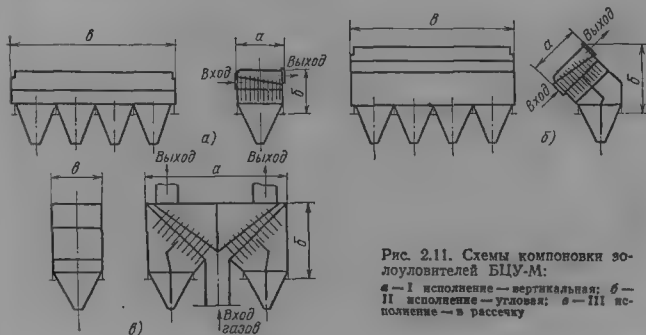


Рис. 2.11. Схемы компоновки золоуловителей БЦУ-М:

а — I исполнение — вертикальная; б — II исполнение — угловая; в — III исполнение — в рассечку

Угол разворота циклонных элементов (входных сечений) по рядам (рис. 2.10) определяется по формуле [15]

$$\varphi = \alpha \frac{m-1}{n-1} \quad (2.3)$$

где  $\alpha = 76^\circ$  — угол разворота циклонов последнего ряда по ходу газов;  $m$  — порядковый номер ряда;  $n$  — количество рядов.

Площадь живого сечения каждого циклонного элемента при внутреннем диаметре его 231 мм равна  $0,0419 \text{ м}^2$ . Расчетная площадь живого сечения батарей с количеством элементов  $N F_{\text{ж}} = 0,0419N$ . Оптимальная скорость газов в живом сечении элемента 4,5 м/с. Температура газов на входе не выше  $400^\circ\text{С}$ . Температура стенки корпуса под изоляцией должна быть на  $10^\circ\text{С}$ , а температура газов на выходе — не менее чем на  $5-10^\circ\text{С}$  выше точки росы газов. Сейсмичность районов установки БЦУ-М не выше 6 баллов. Коэффициент полезного действия золоуловителя 93%. Гидравлическое сопротивление батарей циклонов  $\Delta h$  составляет примерно 1000—1250 Па в зависимости от фактической скорости газов в циклонных элементах и определяется по формуле

$$\Delta h = 130 \frac{w_{\text{эл}}^2}{2} \rho_r \quad (2.4)$$

где 130 — коэффициент гидравлического сопротивления батарей;  $w_{\text{эл}}$  — скорость газов в живом сечении элемента, м/с;  $\rho_r$  — плотность проходящих через золоуловитель газов при их температуре перед золоуловителем, кг/м<sup>3</sup>.

Габаритные размеры БЦУ-М приведены в табл. 2.4—2.6. При установке БЦУ-М за водогрейными котлами ввиду неравномерности режимов их работы рекомендуется подводить газы индивидуально к каждой секции золоуловителя и устанавливать на каждом подводящем газоходе отключающие клапаны. При таком исполнении газопроводов, соединяющих котел с золоуловителем, можно отключать часть секций золоуловителя при пониженных нагрузках котла и выдерживать скорости газов в элементах золоуловителя, близкие к оптимальным (4,5 м/с).

Условное обозначение типоразмера золоуловителя БЦУ-М:  $1 \times 10 \times \times 15$  (односекционный, с числом элементов по ходу газа 10 и по ширине 15).

Таблица 2.4. Характеристики и габаритные размеры золоуловителей типа БЦУ-М, первая группа

| Типоразмер | Число секций | Суммарная площадь живого сечения, м <sup>2</sup> |       |       | Расчетный объем газов, м <sup>3</sup> /с |     |     | Размер, мм (см. рис. 2.11)* |      |        |               |      |        |                |             |             |
|------------|--------------|--------------------------------------------------|-------|-------|------------------------------------------|-----|-----|-----------------------------|------|--------|---------------|------|--------|----------------|-------------|-------------|
|            |              |                                                  |       |       |                                          |     |     | I исполнение                |      |        | II исполнение |      |        | III исполнение |             |             |
|            |              | z=1                                              | z=2   | z=4   | z=1                                      | z=2 | z=4 | z=1                         | z=2  | z=4    | z=1           | z=2  | z=4    | z=2;<br>z=4    | z=2;<br>z=4 | z=2;<br>z=4 |
| z×10×7     | 1; 2; 4      | 2,94                                             | 5,86  | 11,73 | 13                                       | 26  | 53  | 2292                        | 4497 | 8947   | 2928          | 4531 | 8952   | 2928           | 4531        | 2928        |
| z×10×8     | 1; 2; 4      | 3,35                                             | 6,70  | 13,40 | 15                                       | 30  | 60  | 2592                        | 5197 | 10 107 | 2928          | 4531 | 10 152 | 2928           | 4531        | 2928        |
| z×10×9     | 1; 2; 4      | 3,77                                             | 7,54  | 15,08 | 17                                       | 34  | 68  | 2892                        | 5797 | 11 307 | 2928          | 4531 | 11 352 | 2928           | 4531        | 2928        |
| z×10×10    | 1; 2; 4      | 4,19                                             | 8,38  | 16,76 | 19                                       | 38  | 75  | 3192                        | 6297 | 12 507 | 3228          | 4836 | 12 552 | 3228           | 4836        | 3228        |
| z×10×11    | 1; 2; 4      | 4,61                                             | 9,22  | 18,43 | 21                                       | 42  | 83  | 3492                        | 6997 | 13 707 | 3528          | 5136 | 13 752 | 3528           | 5136        | 3528        |
| z×10×12    | 1; 2; 4      | 5,03                                             | 10,05 | 20,11 | 23                                       | 45  | 90  | 3792                        | 7497 | 14 907 | 3828          | 5436 | 14 952 | 3828           | 5436        | 3828        |
| z×10×13    | 1; 2; 4      | 5,45                                             | 10,89 | 21,78 | 25                                       | 49  | 98  | 4128                        | 8133 | 16 143 | 4128          | 5136 | 16 152 | 4128           | 5136        | 4128        |
| z×10×14    | 1; 2; 4      | 5,86                                             | 11,73 | 23,46 | 26                                       | 53  | 106 | 4428                        | 8733 | 17 343 | 4428          | 5436 | 17 352 | 4428           | 5436        | 4428        |
| z×10×15    | 1; 2; 4      | 6,29                                             | 12,57 | 25,14 | 28                                       | 57  | 113 | 4728                        | 9333 | 18 543 | 4728          | 5736 | 18 552 | 4728           | 5736        | 4728        |

\* Для I исполнения размер  $a=3704 \text{ мм}$ ,  $b=2923 \text{ мм}$ ; для II исполнения  $a=4404 \text{ мм}$ ,  $b=3025 \text{ мм}$ ; для III исполнения при  $z=2$   $a=7342 \text{ мм}$ ; при  $z=4$   $a=14 566 \text{ мм}$ ,  $b=3950 \text{ мм}$ .

Таблица 2.5. Характеристики и габаритные размеры золоуловителей типа БЦУ-М, вторая группа

| Типоразмер                | Число секций $z$ | Суммарная площадь живого сечения, $m^2$ |       | Расчетный объем газов, $m^3/c$ |     | Размер, мм (см. рис. 2.11)* |        |               |        |                |     |
|---------------------------|------------------|-----------------------------------------|-------|--------------------------------|-----|-----------------------------|--------|---------------|--------|----------------|-----|
|                           |                  |                                         |       |                                |     | I исполнение                |        | II исполнение |        | III исполнение |     |
|                           |                  | z=2                                     | z=4   | z=2                            | z=4 | z=2                         | z=4    | z=2           | z=4    | z=2; z=4       | z=4 |
| $\pi \times 12 \times 7$  | 2; 4             | 7,03                                    | 14,08 | 32                             | 63  | 4497                        | 8907   | 4536          | 8952   | 2328           | —   |
| $\pi \times 12 \times 8$  | 2; 4             | 8,04                                    | 16,09 | 36                             | 72  | 5097                        | 10 107 | 5136          | 10 152 | 2628           | —   |
| $\pi \times 12 \times 9$  | 2; 4             | 9,05                                    | 18,10 | 41                             | 81  | 5697                        | 11 307 | 5736          | 11 352 | 2928           | —   |
| $\pi \times 12 \times 10$ | 2; 4             | 10,05                                   | 20,11 | 45                             | 90  | 6297                        | 12 507 | 6336          | 12 552 | 3228           | —   |
| $\pi \times 12 \times 11$ | 2; 4             | 11,06                                   | 22,12 | 50                             | 100 | 6897                        | 13 707 | 6936          | 13 752 | 3528           | —   |
| $\pi \times 12 \times 12$ | 2; 4             | 12,07                                   | 24,13 | 54                             | 109 | 7497                        | 14 907 | 7536          | 14 952 | 3828           | —   |
| $\pi \times 12 \times 13$ | 2; 4             | 13,07                                   | 26,15 | 59                             | 118 | 8133                        | 16 143 | 8136          | 16 152 | 4128           | —   |
| $\pi \times 12 \times 14$ | 2; 4             | 14,08                                   | 28,16 | 63                             | 127 | 8733                        | 17 343 | 8736          | 17 352 | 4428           | —   |
| $\pi \times 12 \times 15$ | 2; 4             | 15,08                                   | 30,17 | 68                             | 136 | 9333                        | 18 543 | 9336          | 18 552 | 4728           | —   |

\* Для I исполнения размер  $a=4404$  мм,  $b=3025$  мм; для II исполнения  $a=4404$  мм,  $b=4733$  мм; для III исполнения при  $z=2$   $a=8482$  мм, при  $z=4$   $a=16844$  мм,  $b=4445$  мм.

Таблица 2.6. Характеристики и габаритные размеры золоуловителей типа БЦУ-М, третья группа

| Типоразмер                | Число секций | Суммарная площадь живого сечения, $m^2$ |       | Расчетный расход газов, $m^3/c$ |     | Размер, мм (см. рис. 2.11)* |        |               |        |                |      |
|---------------------------|--------------|-----------------------------------------|-------|---------------------------------|-----|-----------------------------|--------|---------------|--------|----------------|------|
|                           |              |                                         |       |                                 |     | I исполнение                |        | II исполнение |        | III исполнение |      |
|                           |              | z=4                                     | z=6   | z=4                             | z=6 | z=4                         | z=6    | z=4           | z=6    | z=4            | z=6  |
| $\pi \times 14 \times 7$  | 4; 6         | 16,42                                   | —     | 74                              | —   | 8907                        | —      | 8952          | —      | 2328           | —    |
| $\pi \times 14 \times 8$  | 4; 6         | 18,77                                   | —     | 84                              | —   | 10 107                      | —      | 10 152        | —      | 2628           | —    |
| $\pi \times 14 \times 9$  | 4; 6         | 21,12                                   | —     | 95                              | —   | 11 307                      | —      | 11 352        | —      | 2928           | —    |
| $\pi \times 14 \times 10$ | 4; 6         | 23,46                                   | 35,19 | 106                             | 158 | 12 507                      | 18 753 | 12 552        | 18 768 | 3228           | 3228 |
| $\pi \times 14 \times 11$ | 4; 6         | 25,81                                   | 38,71 | 116                             | 174 | 13 707                      | 20 553 | 13 752        | 20 568 | 3528           | 3528 |
| $\pi \times 14 \times 12$ | 4; 6         | 28,16                                   | 42,23 | 127                             | 190 | 14 907                      | 22 353 | 14 952        | 22 368 | 3828           | 3828 |
| $\pi \times 14 \times 13$ | 4; 6         | 30,50                                   | 45,75 | 137                             | 206 | 16 143                      | 24 153 | 16 152        | 24 168 | 4128           | 4128 |
| $\pi \times 14 \times 14$ | 4; 6         | 32,85                                   | 49,27 | 148                             | 222 | 17 343                      | 25 953 | 17 352        | 25 968 | 4428           | 4428 |
| $\pi \times 14 \times 15$ | 4; 6         | 35,19                                   | 52,79 | 158                             | 238 | 18 543                      | 27 753 | 18 552        | 27 768 | 4728           | 4728 |

\* Для I исполнения размер  $a=5104$  мм,  $b=3125$  мм; для II исполнения  $a=5104$  мм,  $b=5279$  мм; для III исполнения при  $z=4$   $a=19 124$  мм; при  $z=6$   $a=28 626$  мм,  $b=4940$  мм.

Тягодутьевые машины. Дымососы и дутьевые вентиляторы предназначены соответственно для отсоса продуктов сгорания топлива и подачи воздуха, необходимого для горения топлива. Котлы, работающие под наддувом, имеют только дутьевые вентиляторы, давлением которых покрываются сопротивления всего газовоздушного тракта котла от места забора дутьевого воздуха до выхода продуктов сгорания топлива из дымовой трубы.

С конструкцией тягодутьевых машин можно ознакомиться, например, в [16]. Выбор тягодутьевых машин производится на основании аэродинамических расчетов газового и воздушного трактов котла [расчетов сопротивлений прохождению газов (воздуха) по элементам установки], выполняемых по нормам аэродинамического расчета котельных установок, разработанных ЦКТИ [8]. Объемы газов и воздуха, живые сечения и конструкции газозовдухпроводов, температуры газов и воздуха принимаются по тепловому расчету котла и его конструктивным данным.

Тягодутьевые машины должны устанавливаться на нулевой отметке, дымососы — за золоуловителями. Для котлов, работающих на жид-

ком или газообразном топливе, во всех климатических районах должна применяться открытая установка тягодутьевых машин. Для котлов, работающих на твердом топливе, открытая установка тягодутьевых машин допускается в районах с расчетной температурой для отопления выше  $-32^{\circ}\text{C}$ .

Тягодутьевые машины характеризуются подачей, создаваемым давлением и КПД при заданной частоте вращения (расчетная частота вращения соответствует стандартной частоте вращения приводных асинхронных двигателей). Графическая зависимость между этими величинами называется характеристикой машины. На рис. 2.12 приведен

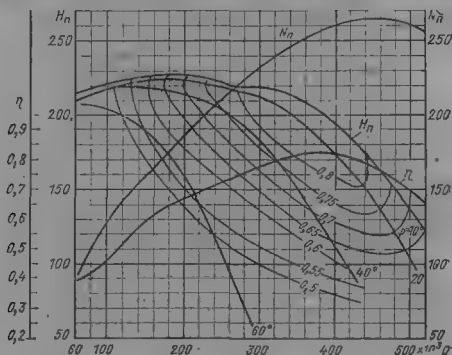


Рис. 2.12. Аэродинамическая характеристика дымососа типа ДН

пример характеристики дымососа. Выбор тягодутьевых машин, как правило, производится заводом-поставщиком котлов. Поэтому ниже приводятся лишь основные сведения по характеристикам и номенклатуре выпускаемых тягодутьевых машин для рассматриваемых котельных установок (см. гл. I), с которыми должны быть знакомы проектировщики ТЭЦ.

Расчетная подача машин,  $\text{м}^3/\text{ч}$ , определяется по формуле

$$Q_{\text{маш}} = \beta_1 \frac{V}{Z} \frac{760}{h_{\text{бар}} \pm 133,3} \frac{\beta_2 H_{\text{вх}}}{\beta_1} \quad (2.5)$$

где  $V$  — объем газов или воздуха, подаваемых машиной при номинальных нагрузке котла и температуре газов (воздуха) перед машиной,  $\text{м}^3/\text{ч}$  (значения  $V$  для абсолютного давления 760 мм рт. ст. принимаются из теплового расчета);  $\beta_1$ ,  $\beta_2$  — коэффициенты запаса по подаче и давлению. По [9] следует принимать  $\beta_1=1,1$  и  $\beta_2=1,2$  для дымососов и  $\beta_1=\beta_2=1,15$  для дутьевых вентиляторов;  $Z$  — количество одинаковых параллельно работающих машин;  $h_{\text{бар}}$  — ба-

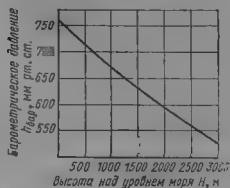


Рис. 2.13. Зависимость среднего барометрического давления от высоты местности над уровнем моря

рометрическое давление в месте установки машины, мм рт. ст.;  $h_{\text{бар}}$  принимается по рис. 2.13;  $H_{\text{вх}}$  — разрежение или избыточное давление во входном патрубке машины, Па.

При давлении (разрежении) во входном патрубке машины меньше 3000 Па учитывается только барометрическое давление  $h_{\text{бар}}$  без поправки на  $H_{\text{вх}}$  [8].

Расчетное давление машины, Па, определяется по формуле

$$H_{\text{маш}}^{\text{расч}} = \beta_{\text{п}} H_{\text{п}}^{\text{расч}}, \quad (2.6)$$

где  $H_{\text{п}}^{\text{расч}}$  — расчетные перепад полных давлений газопровода, Па [8].

Характеристики тягодутьевых машин построены по полному давлению, создаваемому машиной при перемещении газа (воздуха), имеющего указанную на характеристике температуру, при абсолютном давлении 760 мм рт. ст. в сечении входа в машину. В действительности температура перемещаемого газа (воздуха), его плотность и абсолютное давление перед машиной отличны от принятых в характеристиках машин. Поэтому, чтобы произвести выбор машин по ее характеристике, необходимо предварительно расчетное значение  $H_{\text{маш}}^{\text{расч}}$  привести к условиям, для которых составлена характеристика машины:

$$H_{\text{маш}}^{\text{прив}} = K_{\text{пр}} H_{\text{маш}}^{\text{расч}}, \quad (2.7)$$

где  $H_{\text{маш}}^{\text{прив}}$  — давление, приведенное к условиям характеристики машины, Па;  $K_{\text{пр}}$  — коэффициент приведения расчетного давления машины к условиям ее характеристики.

Значение  $K_{\text{пр}}$  подсчитывается по формуле

$$K_{\text{пр}} = \frac{1,293}{\rho_{\text{г}}} \frac{273 + t_{\text{г}}}{273 + t_{\text{хар}}} \frac{760}{h_{\text{бар}} \pm \frac{\beta_{\text{п}} H_{\text{вх}}}{133,3}}, \quad (2.8)$$

где  $\rho_{\text{г}}$  — плотность перемещаемых газов, кг/м<sup>3</sup>;  $t_{\text{г}}$  — температура перемещаемых газов, °С;  $t_{\text{хар}}$  — температура воздуха, для которой составлена характеристика, °С.

Поправка на давление вводится аналогично формуле (2.5). Потребляемая мощность тягодутьевых машин  $N_{\text{маш}}$ , кВт, подсчитывается по формуле

$$N_{\text{маш}} = \frac{10 \cdot Q_{\text{р}} H_{\text{р}}^{\text{хар}}}{36 \eta_{\text{маш}} K_{\text{пр}}}, \quad (2.9)$$

где  $Q_{\text{р}}$  — расчетная подача машины, м<sup>3</sup>/ч;  $H_{\text{р}}^{\text{хар}}$  — развиваемое давление по характеристике машины, Па;  $\eta_{\text{маш}}$  — КПД машины на расчетном режиме, % (по характеристике);  $K_{\text{пр}}$  — коэффициент приведения машины [по формуле (2.8)].

Более точно, с учетом сжимаемости газа,  $N_{\text{маш}}$  подсчитывается по [8, формула (4.2)].

Мощность приводного двигателя выбирается с запасом 5%. Регулирование подачи тягодутьевых машин производится, как правило, направляющим аппаратом или изменением частоты вращения машины. Направляющий аппарат, устанавливаемый перед входным патрубком машины, закручивает поток газов перед входом его на лопатки машины по направлению вращения колеса, чем снижает создаваемое давление.

Эффект регулирования направляющим аппаратом зависит от угла поворота направляющих лопаток, т. е. от степени закручивания потока. Характеристики тягодутьевых машин, оборудованных направляющими аппаратами, составляются заводами-изготовителями машин для ряда положений лопаток (см. рис. 2.12).

При изменении частоты вращения машины характеристика  $Q-H$  изменяется по следующим приближенным соотношениям:

$$Q_2 = Q_1 \frac{n_2}{n_1}; \quad (2.10)$$

$$H_2 = H_1 \left( \frac{n_2}{n_1} \right)^2, \quad (2.11)$$

где  $Q_1$  и  $Q_2$ ,  $H_1$  и  $H_2$  — подачи и напоры машины при исходной и измененной частоте вращения, об/мин.

Аналогично

$$N_2 = N_1 \left( \frac{n_2}{n_1} \right)^3. \quad (2.12)$$

Геометрическая форма характеристики и КПД машины при этом сохраняются соответствующими исходной характеристике.

Дымососы выпускаются двух типов — центробежные (ДН) и осевые (ДОД). Осевые дымососы предназначаются для крупных котлов

Таблица 2.7. Характеристики тягодутьевых машин для котлов промышленно-отопительных ТЭЦ высокого давления (по данным БКЗ; серийно выпускаемые машины для котлов рассматриваемой мощности)

| Обозначение*1 машины                                                      | Частота вращения, об/мин | Подача**<br>тыс. м³/ч | Полное давление**<br>Па (кгс/м²) | Мощность на валу<br>машин** <sup>3</sup> , кВт |
|---------------------------------------------------------------------------|--------------------------|-----------------------|----------------------------------|------------------------------------------------|
| <i>Центробежные дымососы одностороннего всасывания</i>                    |                          |                       |                                  |                                                |
| ДН-24 (ГМ)                                                                | 750                      | 210                   | 3738 (381)                       | 270                                            |
| ДН-26 (ГМ)                                                                | 750                      | 267                   | 4385 (447)                       | 403                                            |
| <i>Центробежные дымососы двустороннего всасывания</i>                     |                          |                       |                                  |                                                |
| ДН-22×2-0,62 (ГМ)                                                         | 750                      | 289                   | 3237 (330)                       | 325                                            |
| ДН-24×2-0,62 (ГМ)                                                         | 750                      | 375                   | 3855 (393)                       | 502                                            |
| ДН-26×2-0,62 (ГМ)                                                         | 750                      | 477                   | 4527 (461)                       | 749                                            |
| <i>Осевые дымососы</i>                                                    |                          |                       |                                  |                                                |
| ДОД-28,5 (ГМ)                                                             | 600                      | 680                   | 5131 (523)                       | 1310                                           |
| ДОД-31,5 (ГМ)                                                             | 500                      | 845                   | 4356 (444)                       | 1360                                           |
| ДОД-31,5Ф (ГМ)                                                            | 500                      | 985                   | 4905 (500)                       | 1790                                           |
| <i>Дутьевые вентиляторы для котлов, работающих под наддувом</i>           |                          |                       |                                  |                                                |
| ВДН-25×2                                                                  | 1000                     | 520                   | 7848 (800)                       | 1260                                           |
| ВДН-31,5                                                                  | 750                      | 275                   | 10369 (1057)                     | 990                                            |
| <i>Дутьевые вентиляторы для котлов, работающих с уравновешенной тягой</i> |                          |                       |                                  |                                                |
| ВДН-32Б                                                                   | 750                      | 475                   | 6033 (615)                       | 920                                            |
| ВДН-28П                                                                   | 750                      | 430                   | 5052 (515)                       | 700                                            |
| ВДН-26П                                                                   | 750                      | 350                   | 4611 (470)                       | 520                                            |
| ВДН-24П                                                                   | 750                      | 275                   | 3953 (403)                       | 350                                            |
| ВДН-22П                                                                   | 750                      | 210                   | 3335 (340)                       | 225                                            |
| ВДН-20П                                                                   | 1000                     | 215                   | 4709 (480)                       | 326                                            |
| ВДН-18П                                                                   | 1000                     | 152                   | 3865 (394)                       | 190                                            |

\*1 Дымососы всех приведенных в таблице типов размер выпускаются в исполнении для пылеугольных и газомазутных котлов, прямого и косвенного вращения. Характеристики дымососов в общем исполнении одностороннего всасывания.

\*\* При температуре газов 101 °С для дымососов и температуре воздуха 31 °С для дутьевых вентиляторов (для ВДН-20П и ВДН-18П при температуре воздуха 20 °С).

\*\* Дымососы и дутьевые вентиляторы комплектуются асинхронными электродвигателями типа ДАЗО односторонними и двухсторонними; напряжение 6000 В.

паропроизводительностью 400—500 т/ч. Котлы меньшей паропроизводительности комплектуются центробежными дымососами. По нормам технологического проектирования ТЭЦ [9] на каждый котел паропроизводительностью 500 т/ч и менее рекомендуется устанавливать по одному дымососу. Дымососы для котлов ТЭЦ рассматриваемого профиля (см. гл. 1) в настоящее время выпускаются Барнаульским котельным заводом. Номенклатура и основные характеристики этих машин приведены в табл. 2.7.

Центробежные дымососы типа ДН имеют рабочее колесо с загнутыми назад лопатками по аэродинамической схеме 0,62—40 и выпускаются в двух конструктивных исполнениях — с односторонним и двусторонним всасыванием. В обозначении дымососа первое число после

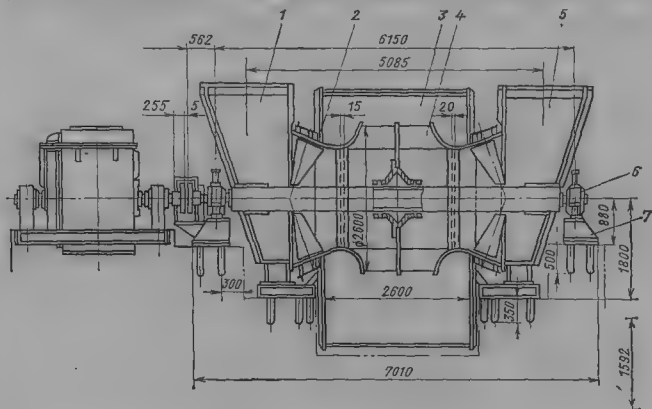


Рис. 2.14. Дымосос двустороннего всасывания типа ДН-26×2-0,62:

1 — левый всасывающий карман; 2 — направляющий аппарат; 3 — улитка; 4 — рабочее колесо; 5 — правый всасывающий карман; 6 — ходовая часть; 7 — подставка

букв — диаметр рабочего колеса, мм; 2 — двустороннего всасывания; последнее число — относительный диаметр входа, равный отношению диаметра входа на диск рабочего колеса к внешнему диаметру рабочего колеса. Угол наклона лопаток рабочего колеса у всех рассматриваемых дымососов 40°.

Все дымососы ДН выпускаются в исполнении для твердого топлива с защитой улиток и всасывающих карманов от износа и для газомазутного топлива — без защиты (последние в обозначении имеют буквы ГМ), правого и левого вращения (правое вращение — по часовой стрелке, если смотреть на дымосос со стороны двигателя). Дымососы ДН допускают работу с котлами при сухом и мокром золоулавливании с запыленностью до 2 г/м³ газа (при 0°C и 760 мм рт. ст.) и при температуре до 200°C. Дымососы оборудованы направляющими аппаратами радиального типа и допускают несколько положений (разворотов) улиток и всасывающих карманов (у дымососов двустороннего всасывания), облегчающих компоновку дымососов с газоходами котлов. На рис. 2.14 показан общий вид центробежного дымососа двустороннего всасывания ДН-26×2-0,62.



Аэродинамические характеристики, конструктивные данные, необходимые для выбора и проектирования установки дымососов, и возможные развороты улиток и всасывающих карманов приводятся в каталогах [16] и в заводской технической документации. Дымососы ДН и ДНХ2 всех типоразмеров имеют подшипники, наполненные маслом, охлаждаемые водой, проходящей через змеевики в корпусах подшипников. Расход воды на охлаждение подшипников составляет  $0,5 \text{ м}^3/\text{ч}$  на один дымосос.

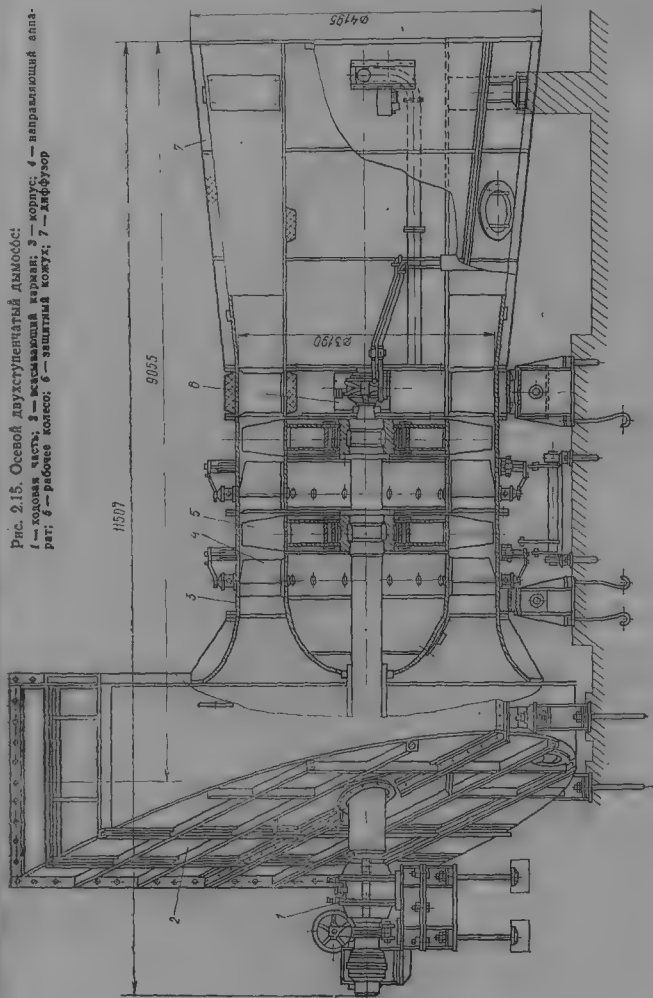
Направляющие аппараты снабжаются электроисполнительными механизмами МЭО-160, обеспечивающими дистанционное регулирование дымососов. Все дымососы ДН обеспечивают длительную работу при температуре до  $200^\circ\text{C}$ .

Осевые дымососы для рассматриваемых котлов выпускаются трех типоразмеров: ДОД-28,5, ДОД-31,5 и ДОД-31,5Ф в исполнении для твердотопливных и газомазутных котлов. В обозначении: буквы Д — дымосос, О — осевой, Д — двухступенчатый, число — диаметр рабочего колеса в дециметрах, ГМ — для газомазутных котлов, Ф — форсированный. Осевые дымососы имеют две ступени рабочего колеса и изготавливаются только левого вращения. Перед каждой ступенью рабочего колеса устанавливается радиальный направляющий аппарат. Всасывающий карман дымососа предусматривает два разворота под углом  $45^\circ$  к горизонтали. Корпус дымососа и всасывающий карман выполнены с горизонтальным разъемом, обеспечивающим выем ротора дымососа.

Для пылеугольных котлов корпус дымососа имеет защиту от золотого износа. Направляющие аппараты снабжены электрическим исполнительным механизмом, обеспечивающим дистанционное регулирование дымососа. Смазка подшипников ходовой части дымососа — циркуляционная, от маслосасосной станции. Серийные дымососы поставляются с асинхронными электродвигателями. Дымососы ДОД рассчитаны на работу с запыленностью газов до  $0,5 \text{ г/м}^3$  (при  $0^\circ\text{C}$  и  $760 \text{ мм рт. ст.}$ ) при температуре до  $200^\circ\text{C}$ . Общий вид осевого дымососа показан на рис. 2.15. Маслосасосная станция рассчитана на обслуживание одновременно двух дымососов. В состав ее входят два маслососа, маслобак, подогреватели масла и обвязывающие трубопроводы с арматурой и измерительными приборами. Станция выдает масло с давлением на выходе примерно  $0,25 \text{ МПа}$  и с температурой  $30-40^\circ\text{C}$ . Циркуляционные маслопроводы от станции до дымососов и обратно должны прокладываться с обогревающими спутниками и изолироваться. Станция имеет следующие габаритные размеры: в плане  $2 \times 1,4$ , по высоте примерно  $1 \text{ м}$ .

Дутьевые вентиляторы, указанные в табл. 2.7, имеют рабочее колесо с загнутыми назад лопатками по аэродинамической схеме Д-16011. В обозначении: у — знак заводской унификации, остальные буквы и цифры аналогичны буквам и цифрам в обозначении дымососов. В зависимости от конструкции и мощности котла в его состав могут входить один, два и более дутьевых вентиляторов. Для котлов паропроизводительностью более  $500 \text{ т/ч}$ , работающих под наддувом, выпускаются высоконапорные вентиляторы двустороннего всасывания (ВДН-25Х2). Котлы на  $500 \text{ т/ч}$  и ниже комплектуются вентиляторами одностороннего всасывания. Все вентиляторы поставляются как правого, так и левого вращения. Все радиальными направляющими аппаратами, оборудованными исполнительными механизмами, обеспечивающими дистанционное регулирование машины. Улитки вентиляторов и всасывающие карманы (вентиляторы двустороннего всасывания) допускают развороты на определенные углы для удобства компоновки вентилято-

Рис. 2.15. Осевой двухступенчатый дымосос:  
1 — ходовая часть; 2 — всасывающий карман; 3 — корпус; 4 — направляющий аппарат; 5 — рабочее колесо; 6 — защитная кожух; 7 — диффузор



ров с воздухопроводами. Возможные развороты вентиляторов приводятся в каталогах [16] и в заводской технической документации. Охлаждения подшипников вентиляторов не требуется. Аэродинамические характеристики вентиляторов и их конструктивные данные приводятся в каталогах.

Современные котлы кроме основных тягодутьевых машин могут иметь вспомогательные дымососы и вентиляторы — дымососы рециркуляции и вентиляторы горячего дутья. Эти машины изготавливаются заводами энергетического машиностроения; их характеристики и конструктивные данные приводятся в каталогах. Выбор машин производится на основании тепловых и аэродинамических расчетов котлов.

Современные ТЭЦ в своем составе, как правило, имеют пиковые водогрейные котлы, к которым, так же как и к паровым энергетическим котлам, требуется установка дымососов и дутьевых вентиляторов. Условия работы пиковых водогрейных котлов отличаются неравномерностью режима работы, который, как известно, зависит от отопительной нагрузки ТЭЦ. Использование для пиковых котлов тягодутьевых машин, выпускаемых для паровых котлов электростанций [8], ограничено, так как диапазон регулирования их в пределах допустимых значений КПД небольшой и не отвечает диапазону изменения аэродинамических характеристик газоздушных трактов пиковых котлов за их рабочий период. В связи с этим в настоящее время разрабатываются специальные тягодутьевые машины для пиковых водогрейных котлов, характеристики которых будут соответствовать условиям их работы. В отдельных случаях на ТЭЦ устанавливаются паровые пиковые котлы низкого давления. Эти котлы укомплектовываются тягодутьевыми машинами, серийно выпускаемыми отечественной промышленностью по номенклатуре, приведенной в каталогах [16].

**Дымовые трубы.** Эти сооружения предназначены для отвода продуктов сгорания топлива, и уноса летучей золы в верхние слои атмосферы в целях рассеивания их в воздушном пространстве.

Все котлы ТЭЦ работают с принудительным отводом топочных газов тягодутьевыми машинами, поэтому дымовые трубы специальных функций тяговых устройств не выполняют. Самотяга дымовых труб лишь помогает работе тягодутьевых установок.

Дымовые трубы ТЭЦ сооружаются из железобетона с кирпичной или кремнебетонной футеровкой, с вентилируемым зазором, высотой до 250 м и более. На крупных ТЭЦ применяются многостольные металлические и железобетонные трубы. Диаметры выходного сечения дымовых труб и их высота должны выбираться исходя из условий обеспечения рассеивания в атмосфере золы, сернистого газа ( $SO_2$ ) и окислов азота ( $NO_2$ ) до допустимых концентраций. Эти расчеты в настоящее время выполняются по методике, разработанной специализированными институтами, утвержденной Госстроем СССР в 1974 г. [17]. Размер дымовой трубы, а следовательно, и ее стоимость находятся в обратной зависимости от скорости газов в выходном сечении трубы: чем больше скорость, тем меньше размер дымовой трубы при равных исходных условиях и меньше затраты на ее сооружение. Однако с увеличением выходной скорости аэродинамическое сопротивление дымовой трубы растет в квадратичной зависимости, а расход электроэнергии тягодутьевыми машинами — в кубической зависимости. Поэтому существует определенный оптимум выходной скорости газов. Кроме того, возможность увеличения выходной скорости ограничивается условием предупреждения создания избыточного статического давления внутри трубы. В настоящее время для дымовых труб ТЭЦ экономиче-

ски оправданная выходная скорость газов находится в пределах 25—35 м/с. Методика расчета экономической выходной скорости газов из дымовых труб приведена в [8].

Диаметр устья трубы  $D_{тр}^{вых}$ , м, рассчитывается по формуле

$$D_{тр}^{вых} = \sqrt{\frac{4V_1}{\pi \omega_0}} \quad (2.13)$$

где  $V_1$  — объемный расход газов при температуре в выходном сечении дымовой трубы, м<sup>3</sup>/с;  $\omega_0$  — выходная скорость, м/с.

Температура газов при входе в дымовую трубу принимается из теплового расчета котельной установки равной температуре газов за золоуловителем с учетом охлаждения газов в золоуловителях (мокрые золоуловители).

Высота дымовой трубы определяется из условия рассеивания в воздушном пространстве вредных выбросов (зола, SO<sub>2</sub> и NO<sub>2</sub>), ПДК которых в окружающем воздушном пространстве регламентируются санитарными нормами [17].

Высота дымовых труб  $H_{мин}$ , м, рассчитывается по формуле [8]

$$H_{мин} = \sqrt{\frac{AMFm}{ПДК - G_{\phi}}} \sqrt[3]{\frac{Z}{V\Delta T}} \quad (2.14)$$

где  $A$  — коэффициент, зависящий от метеорологических условий местности; коэффициент  $A$  принимается равным:

|                                                                                                 |     |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Для субтропической зоны Средней Азии . . . . .                                                  | 240 |
| Для Казахстана, Средней Азии, Кавказа, Молдавии, Сибири, Дальнего Востока . . . . .             | 200 |
| Для севера и северо-запада европейской части СССР, Урала, Среднего Поволжья и Украины . . . . . | 160 |
| Для центральной части европейской территории СССР и областей со сходным климатом . . . . .      | 120 |

$M$  — суммарный выброс SO<sub>2</sub>+NO<sub>2</sub> или золы, г/с;  $F$  — коэффициент, для расчета по SO<sub>2</sub> принимается равным 1; для расчета по выбросу золы  $F=2$  при КПД золоуловителя не менее 90% и  $F=2,5$  при КПД от 90 до 75%; при КПД золоуловителя менее 75%  $F=3$ ; ПДК — предельно допустимая концентрация SO<sub>2</sub>+NO<sub>2</sub> или золы, мг/м<sup>3</sup>; ПДК для SO<sub>2</sub> и золы установлена 0,5 мг/м<sup>3</sup>; для NO<sub>2</sub> — 0,085 мг/м<sup>3</sup> [при наличии загазованности местности другими источниками SO<sub>2</sub>, NO<sub>2</sub> и золы (фон) высота труб должна определяться с учетом фона]. Для населенных пунктов, курортных зон, зон отдыха расчетное значение ПДК должно приниматься с коэффициентом 0,8;  $V$  — суммарный объемный расход газов, выбрасываемых из всех труб, м<sup>3</sup>/с;  $Z$  — число труб на ТЭЦ (предполагается, что трубы и выбросы из них одинаковые);  $\Delta T$  — разность температур между выходящими из трубы газами и окружающим воздухом, °C;  $m$  — коэффициент, учитывающий условия выхода из устья трубы. Значения коэффициента  $m$  принимаются в зависимости от скорости выхода газов из дымовой трубы:

|                          |       |       |       |
|--------------------------|-------|-------|-------|
| $\omega$ , м/с . . . . . | 10—15 | 20—25 | 30—35 |
| $m$ . . . . .            | 1,0   | 0,9   | 0,8   |

$C_{\phi}$  — фоновая концентрация вредных выбросов; устанавливается органами санэпидемиологии района.

Примеси SO<sub>2</sub> и NO<sub>2</sub> обладают суммирующим воздействием при загрязнении атмосферы, но ПДК для них разные: ПДК SO<sub>2</sub> составляет 0,5, NO<sub>2</sub> — 0,085 мг/м<sup>3</sup>. Поэтому, прежде чем суммировать эти за-

грязнения, надо привести выброс  $\text{NO}_2$  к эквиваленту выброса  $\text{SO}_2$  по формуле

$$M_{\text{NO}_2}^{\text{пр}} = M_{\text{NO}_2} \frac{\text{ПДК}_{\text{SO}_2}}{\text{ПДК}_{\text{NO}_2}} = M_{\text{NO}_2} \frac{0,5}{0,085} \approx M_{\text{NO}_2} \cdot 5,88. \quad (2.15)$$

Объем газов, выбрасываемых из дымовых труб ТЭЦ, рассчитывается по [9, § 2.2] при максимальной электрической нагрузке ТЭЦ и тепловой нагрузке при средней температуре наиболее холодного месяца. Кроме расчета — по зимнему режиму должна производиться проверка характеристик выбранных труб по летнему режиму. В указанном проверочном расчете электрическая нагрузка ТЭЦ должна приниматься среднелетней, определенной в соответствии с [18], а температура наружного воздуха — равной средней температуре в 13 ч наиболее жаркого месяца, принимаемой по [19]. При выделении в качестве топлива для ТЭЦ летних избытков природного газа для проверки по летнему режиму следует принимать работу ТЭЦ на газе.

Выбросы золы,  $\text{SO}_2$  и  $\text{NO}_2$  определяются по следующим формулам: суммарный выброс золы, г/с,

$$M_{\text{зол}} = \frac{B \cdot 10^6}{3600} \left[ \left(1 - \frac{q_4}{100}\right) \frac{A^p}{100} a_{\text{yn}} + \frac{q_4}{100} \right] \left(1 - \frac{\eta_{\text{зз}}}{100}\right), \quad (2.16)$$

где  $B$  — расход топлива, т/ч;  $q_4$  — потери с механическим недожогом топлива, %;  $A^p$  — содержание золы в рабочем топливе, %;  $a_{\text{yn}}$  — доля золы, уносимой из топок котлов с топочными газами [7];  $\eta_{\text{зз}}$  — КПД золоуловителя, %;

суммарный выброс сернистых газов, г/с

$$M_{\text{SO}_2} = \frac{B \cdot 10^6}{3600} \frac{S^p}{100} \frac{\mu_{\text{SO}_2}}{\mu_{\text{S}}} (1 - \eta'_{\text{SO}_2}), \quad (2.17)$$

где  $B$  — расход топлива, т/ч;  $S^p$  — содержание серы в рабочем топливе, %;  $\mu_{\text{SO}_2}$  и  $\mu_{\text{S}}$  — молекулярные массы  $\text{SO}_2$  и S;  $\eta'_{\text{SO}_2}$  — доля  $\text{SO}_2$ , поглощаемая золой в газоходах котла.

По указанию [8] значение  $\eta'_{\text{SO}_2}$  ориентировочно можно принимать:

|                                |      |
|--------------------------------|------|
| Славяны                        | 0,50 |
| Угли Канско-Ачинского бассейна | 0,25 |
| Торф                           | 0,15 |
| Экибастузский уголь            | 0,02 |
| Остальные твердые топлива      | 0,10 |
| Мазут                          | 0,02 |
| Газ                            | 0,00 |

В установках с мокрыми золоуловителями имеет место частичное поглощение  $\text{SO}_2$  смачивающей водой. Однако ввиду незначительного влияния этого фактора на содержание  $\text{SO}_2$  в дымовых газах за золоуловителем в расчете высоты дымовых труб его можно не учитывать.

По временным указаниям ВТИ выбросы окислов азота котлами, г/с, подсчитываются по формуле

$$M_{\text{NO}_2} = k \beta B_p \frac{Q_{\text{н}}^{\text{y.t}}}{Q_{\text{н}}^{\text{y.t}} \cdot 3,6} \quad (2.18)$$

где  $B_p$  — расчетный расход натурального топлива, т/ч ( $\text{м}^3/\text{ч}$ );  $Q_{\text{н}}^{\text{p}}$ ,  $Q_{\text{н}}^{\text{y.t}}$  — низшие теплоты сгорания натурального и условного топлива, МДж/кг;  $k$  — коэффициент (по ВТИ), характеризующий выход окислов азота на 1 т сжигаемого условного топлива, кг/т;  $\beta$  — безразмерный коэффициент (по ВТИ).

Коэффициент  $k$ , кг/т; для котлов паропроизводительностью  $D$  больше 75 т/ч подсчитывается по временной формуле

$$k = \frac{28D}{1000 + D} \quad (2.19)$$

Значения коэффициента  $k$  для водогрейных котлов по рекомендации ВТИ следует принимать

|           |     |          |     |
|-----------|-----|----------|-----|
| КВ-ГМ-180 | 2,3 | КВ-ГМ-50 | 1,9 |
| КВ-ГМ-100 | 2,1 | КВ-ГМ-30 | 1,8 |

Коэффициенты  $\beta$  для различных котлов при номинальной нагрузке по рекомендации ВТИ следующие:

|                                                                    |      |
|--------------------------------------------------------------------|------|
| БКЗ-420-140-НГМ, газ или мазут                                     | 0,70 |
| ТГМ-464 (500 т/ч), газ или мазут                                   | 0,55 |
| БКЗ-420-140ж, назаровский уголь                                    | 1,30 |
| То же, ирша-бординский уголь                                       | 1,20 |
| То же, кузнецкий окисленный уголь                                  | 1,70 |
| БКЗ-420-140, кузнецкий уголь СС                                    | 1,40 |
| То же, азейский уголь                                              | 0,95 |
| То же, эквастузский уголь                                          | 0,90 |
| Остальные пылеугольные котлы с сухим шлакоудалением и газомазутные | 1,00 |
| Водогрейные котлы (все типоразмеры)                                | 1,00 |

При работе котлов с частичной нагрузкой коэффициент  $\beta$  уменьшается пропорционально снижению нагрузки.

Наибольшая приземная концентрация вредных выбросов наблюдается в преобладающем направлении ветра на расстоянии  $X_m$ , м, от дымовой трубы, которое определяется по формуле

$$X_m = dH, \quad (2.20)$$

где  $d$  — безразмерная величина, определяемая по графику на рис. 2.16 в зависимости от значений параметров  $V_m$ , м/с, и  $f$ , м/(м<sup>2</sup>·°C), определяемым по формулам

$$V_m = 0,65 \sqrt{\frac{V \Delta T}{H Z}}; \quad (2.21)$$

$$f = 10^4 \frac{w^2 D_{\text{тр}}^{\text{max}}}{H^2 \Delta T} \quad (2.22)$$

Желательно, чтобы зоны наибольших приземных концентраций вредных выбросов не совпадали с плотно населенными районами.

По [17] при расчете рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах из нескольких близко расположенных источников, можно координаты всей группы источников сводить к одной точке — центру рассчитываемой группы.

При выборе дымовых труб для ТЭЦ, сжигающих твердое топливо, высота трубы принимается по расчету на рассеивание  $\text{SO}_2 + \text{NO}_x$  или золы, дающему большую высоту дымовой трубы.

При сжигании высокосернистого топлива трубы должны выполняться с защитой от сернистой коррозии. Дымовые трубы сооружаются по типовым проектам, разработанным институтом Теплопроект и ут-

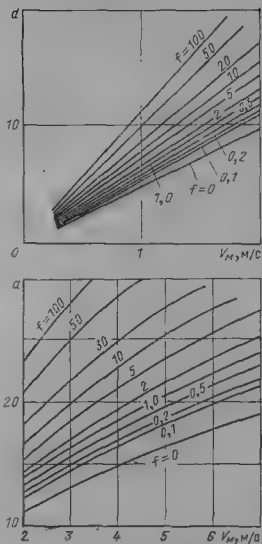


Рис. 2.16. График для определения коэффициента  $d$

одной многоствольной трубой по капитальным затратам не оправдывается, но эксплуатационные потери, связанные с вынужденными простоями оборудования ТЭЦ при ревизиях и ремонтах единственной дымовой трубы, могут оказаться больше дополнительных капитальных издержек.

В каждом конкретном случае требуется выполнение специального сравнительного технико-экономического расчета. Однако и при положительных технико-экономических показателях варианта с металлической дымовой трубой осуществление его может быть затруднено по соображениям высокого расхода металла на ее изготовление и требует специальных решений плановых органов. При расчете высоты многоствольной дымовой трубы по формуле (2.14) следует вводить поправочный коэффициент по указаниям в [8].

## 2.2. Пылеприготовительное оборудование

В настоящее время промышленно-отопительные ТЭЦ на твердом топливе оборудуются серийно изготавливаемыми энергетическими пылеугольными котлами.

Устройства, с помощью которых производится разmol твердого топлива до пылеобразного состояния, называются пылеприготовительными установками. Проектирование пылеприготовительных установок должно выполняться в соответствии с нормами расчета и проектирования пылеприготовительных установок [20] и Правилами взрывобезопасности пылеприготовительных установок [21]. Расчет и выбор оборудования для них, а также его компоновка производятся заводом-поставщи-

верженным Госстроем СССР. Выбор количества дымовых труб должен производиться с учетом перспективы расширения ТЭЦ из расчета обеспечения одной трубой четырех-пяти котлов. При установке на ТЭЦ одноствольных труб их должно быть не менее двух. Подключение пиковых котлов целесообразно, как правило, производить к той же дымовой трубе, что и энергетических котлов.

В настоящее время для крупных ТЭЦ мощностью 400 МВт и выше сооружаются многоствольные металлические дымовые трубы в железобетонной оболочке высотой 250 м и выше, обладающие рядом эксплуатационных преимуществ, особенно при сжигании на ТЭЦ высокосернистых топлив: независимостью работы котлов ТЭЦ (или блоков) по газовому тракту, возможностью свободного наблюдения за состоянием отдельных стволов дымовой трубы и периодического ремонта их без нарушения работы (останова) всей ТЭЦ.

При замене двух одноствольных железобетонных дымовых труб высотой по 250 м одной четырехствольной дымовой трубой той же высоты сооружение последней дает значительную экономию в капитальных затратах. При установке на ТЭЦ одной железобетонной одноствольной дымовой трубы замена ее

ком котла по заданию проектировщика ТЭЦ. Эти заводские проектные разработки выполняются на завершающей стадии проектирования ТЭЦ — в рабочем проекте. В предшествующей стадии проектирования — в техническом проекте принципиальные решения по этому узлу и предварительный выбор оборудования, как правило, производятся основным проектировщиком ТЭЦ.

Выбор того или иного оборудования для пылеприготовления, принципиальной схемы пылеприготовительной установки оказывают существенное влияние на конструктивные решения по ТЭЦ в целом, следовательно, это должно учитываться в начальных стадиях проектирования. Поэтому представляется целесообразным в настоящей книге дать основные сведения и рекомендации по выбору принципиальных схем и оборудования для пылеприготовительных установок промышленно-отопительных ТЭЦ в объеме, необходимом для выполнения их технических проектов и разработки заданий заводам-поставщикам котлов.

Подробные указания по проектированию пылеприготовительных установок даны в [9, 20, 21].

В зависимости от качественных характеристик углей, определяющих их реакционную способность (условия протекания реакций горения, в основном зависящие от содержания летучих в горючей массе угля и его зольности), нужна определенная тонкость размола, определяющая применение того или другого размольного оборудования. Тонкость размола угля определяется путем просеивания угольной пыли через металлические сита и в основном характеризуется остатком пыли на сите  $R_{90}$  с размером ячеек  $90 \times 90$  мкм. Для углей Советского Союза требуемая тонкость размола угля  $R_{90}$  лежит в пределах 7—60 % [20]:

|                                  |       |
|----------------------------------|-------|
| Бурые угли и сланцы . . . . .    | 40—60 |
| Каменные угли . . . . .          | 15—40 |
| Антрациты и тощие угли . . . . . | 7—15  |

Характеристики топлив, определяющие выбор оборудования пылеприготовительных установок:

#### 1. Влажность топлива:

$W^p$  — влагосодержание рабочей массы, %;

$W^a$  — приведенная влажность, % [на 4187 кДж (1000 ккал) теплоты сгорания];

$W^{пл}$  — влажность пыли, %;

$W^{гг}$  — влажность гигроскопическая (воздушно-сухая), %;

$W^6$  — значение  $W^p$ , при превышении которого начинается смерзание топлива (безопасная влажность), %;

$W^{сш}$  — значение  $W^p$ , при превышении которого топливо теряет сыпучие свойства.

Для основных топлив рассматриваемого профиля ТЭЦ  $W^6$  и  $W^{сш}$  имеют следующие значения:

| Марка топлива                        | $W^6$ , % | $W^{сш}$ , % |
|--------------------------------------|-----------|--------------|
| Азейский уголь . . . . .             | 23        | 26           |
| Назаровский уголь . . . . .          | 37        | 41           |
| Каратагдинский бурый уголь . . . . . | 24—25     | —            |
| Подмосковный уголь . . . . .         | 22—26     | 34—38        |
| Челябинский уголь . . . . .          | 12—14     | —            |
| Кузнецкий уголь . . . . .            | 7—8       | —            |
| Башкирский уголь . . . . .           | 44        | 58           |
| Кизеловский уголь ПЖ . . . . .       | 4—5       | —            |
| Богословский уголь . . . . .         | 28        | —            |
| Харанорский уголь . . . . .          | 38        | 42           |
| Каширский сланец . . . . .           | 11—16     | —            |

#### 2. Зольность топлива и выход летучих на горючую массу:

$A^p$  — зольность рабочей массы, %;

$A^6$  — зольность сухой массы, %;

$A^a$  — приведенная зольность, % [на 4187 кДж (1000 ккал) теплоты сгорания топлива];

$V_{гд}$  — выход летучих на горючую массу, %.



3. Размолоспособность. Коэффициент размолоспособности  $K_{\text{ло}}$  (безразмерная величина)

$$K_{\text{ло}} = \Delta_{\text{этл}} / \Delta_{\text{исп}},$$

где  $\Delta_{\text{этл}}$  и  $\Delta_{\text{исп}}$  — удельный расход электроэнергии на размол эталонного и испытуемого топлива.

Существуют четыре метода определения значения  $K_{\text{ло}}$ , с которыми могут встретиться проектировщики. В СССР приняты методы ВТИ и ЦКТИ. В качестве эталонного топлива в методе ВТИ принят антрацитовый штыб, для которого

$$K_{\text{ло}}^{\text{ВТИ}} = 1,0.$$

В таблице характеристик углей Советского Союза (см. табл. 1.7) приводятся значения  $K_{\text{ло}}^{\text{ВТИ}}$ .

Связь между  $K_{\text{ло}}^{\text{ВТИ}}$  и  $K_{\text{ло}}^{\text{ЦКТИ}}$  выражается формулой

$$K_{\text{ло}}^{\text{ВТИ}} = 0,34 K_{\text{ло}}^{\text{ЦКТИ}} + 0,61. \quad (2.23)$$

В США приняты методы определения  $K_{\text{ло}}$  по Хардгроу и Горного бюро. Связь между этими коэффициентами и  $K_{\text{ло}}^{\text{ВТИ}}$  выражается формулами

$$K_{\text{ло}}^{\text{ВТИ}} = 0,0149 K_{\text{ло}}^{\text{Хард}} + 0,32; \quad (2.24)$$

$$K_{\text{ло}}^{\text{ВТИ}} = 0,0136 K_{\text{ло}}^{\text{Г.Б.}} + 0,61. \quad (2.25)$$

Кроме определения основного показателя тонкости помола угля  $R_{90}$  требуется также определение тонкости пыли по остатку на сите с ячейками  $200 \times 200$  мкм ( $R_{200}$ ) для каменных углей и  $1000 \times 1000$  мкм ( $R_{1000}$ ) для бурых углей.

Значения  $R_{90}$  для пыли основных углей, пригодной для факельного сжигания в топках котлов, приведены в табл. 1.7.

Для получения минимальных потерь с механическим недожогом ( $q_4$ ) при указанных в табл. 1.7 значениях  $R_{90}$  остаток на других ситах должен быть: для каменного угля  $R_{200} = 1,3 \pm 13\%$ , для бурого угля  $R_{200} = 15 \pm 35\%$  и  $R_{1000} = 0,5 \pm 1,5\%$ .

Сырое топливо до поступления в мельницу должно подвергаться дроблению, характеризуемому остатком на ситах с ячейкой  $5 \times 5$  и  $10 \times 10$  мм,  $R_5$  и  $R_{10}$ . Для углей, не замазывающих дробилки, принимают  $R_5 = 20\%$  и  $R_{10} = 5\%$ . Для углей, замазывающих дробилки, принимают  $R_5 = 30 \pm 35\%$  и  $R_{10} = 11 \pm 14\%$ ; максимальные размеры кусков соответственно 15 и 25 мм.

По условиям взрывобезопасности регламентируются влажность пыли, выдаваемой установкой, и температура пылевоздушной смеси за сепаратором (мельницей) [21].

Для помола угля применяется несколько видов размольных мельниц: тихоходные шаровые барабанные (частота вращения от 16 до 23 об/мин), быстроходные молотковые (980, 735 и 590 об/мин), валковые среднеходные (от 40 до 78 об/мин) и мельницы-вентиляторы (1470, 985, 735 и 590 об/мин).

Шаровые барабанные мельницы (ШБМ) применяются для помола антрацитов и каменных углей, требующих получения весьма тонкой пыли, молотковые (ММ) и среднеходные (МВС) мельницы — для помола бурых и каменных углей с относительно большим выходом летучих, мельницы-вентиляторы (М-В) — для помола мягких бурых углей, фрезерного торфа и сланцев. Выбор типа мельницы производится в зависимости от требуемой тонкости помола угля, твердости угля, характеризуемой коэффициентом размолоспособности  $K_{\text{ло}}$ , и требуемой производительности пылеприготовительной установки.

Для предотвращения выноса из мельницы потоком сушильного агента пылинок с размером, превышающим заданный, служит аппарат, называемый сепаратором. Этот аппарат устанавливается непосредственно за мельницей. Сепаратор отделяет из потока выходящей из мельницы пыли недомолотые частицы угля и возвращает их обратно

в мельницу. В рассматриваемых пылесистемах используются так называемые центробежные и инерционные сепараторы. Описание конструкции их приведено ниже.

Для пылеугольных паровых котлов ТЭЦ рассматриваемого профиля применяются индивидуальные системы пылеприготовления, предназначенные для обслуживания одного котла.

Схемы пылеприготовительных установок, применяемые в зависимости от физико-химических свойств сжигаемых топлив, подробно рассмотрены в [20]. По наиболее распространенным схемам пылеприготовления ниже приводятся основные сведения.

Для углей, допускающих по температурным характеристикам золы сжигание с сухим шлакоудалением (экибастузский каменный, карагандинский, алайский бурый, башкирский бурый, райчихинский, чихезский бурый, березовский бурый, фрезерный торф), применяются замкнутые схемы пылеприготовления с прямым вдуванием пыли через турбулентные пылеугольные горелки. В этих схемах сушильный агент сбрасывается в топку вместе с пылью.

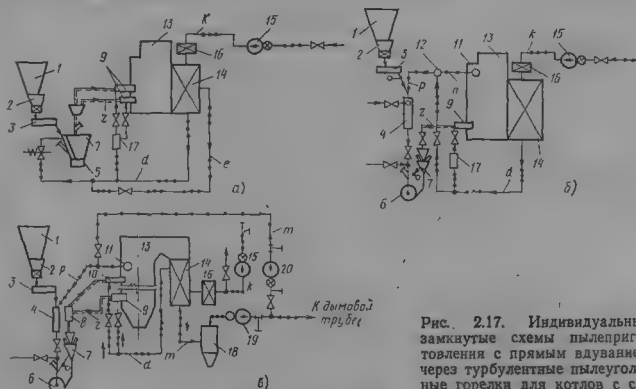


Рис. 2.17. Индивидуальные замкнутые схемы пылеприготовления с прямым вдуванием через турбулентные пылеугольные горелки для котлов с сухим шлакоудалением:

а — с молотковыми или среднеходными мельницами; б — с мельницами-вентиляторами; в — с мельницами-вентиляторами и пылеконцентраторами; 1 — бункер сырого угля; 2 — подбункер с угольным затвором; 3 — питатель сырого угля; 4 — труба-сушилка для предварительной подсушки топлива; 5 — мельница молотковая (или среднеходная); 6 — мельница-вентилятор; 7 — сепаратор; 8 — пылеконцентратор; 9 — основная пылеугольная горелка; 10 — сбросная горелка; 11 — газозаборное окно; 12 — сушильная камера; 13 — котел; 14 — воздухоподогреватель; 15 — дутьевой вентилятор; 16 — калорифер; 17 — воздухоподогреватель; 18 — золоуловитель; 19 — дымосос (основной); 20 — дымосос рециркуляции; 1 — горячий воздух, средний отбор; к — холодный агент; г — горячий воздух; з — готовая пыль; л — топочные (котельные) газы; р — сушильный агент; у — уходящие продукты сгорания топлива

Для топлив с высокой влажностью (например, башкирские бурые угли, фрезерный торф) применяются также полуразомкнутые схемы с пылеконцентраторами и прямым вдуванием [22]. В этих схемах производится предварительное разделение потока пыли (сушильного агента, транспортирующего пыль из мельницы) с помощью специального аппарата — пылеконцентратора на две части: часть с концентрированным содержанием пыли, которая направляется в пылеугольные горелки, и часть, освобожденную от пыли, которая направляется в сбросные горелки, расположенные в верхней части топочной камеры котла. Это разделение обеспечивает высокотемпературный режим факела горения топлива и его эффективное сжигание.

Для углей, сжигаемых в топках с жидким шлакоудалением (ирша-бородинские, назаровские, кузнецкие каменные и окисленные, донецкие тощие, антрациты и полуантрациты), применяются полуразомкнутые схемы с промежуточным бункером или

с пылеконцентраторами. В системах пылеприготовления производится не только раз-  
мол угля, но и его подсушка воздухом, подаваемым в систему из воздухоподогрева-  
теля, или топочными газами, отбираемыми из котла.

На рис. 2.17,а показана схема пылеприготовления с молотковыми мельницами и  
прямым вдуванием для размол бурых углей ( $W_p \leq 40\%$ ) и фрезторфа ( $W_p \leq 50\%$ ).  
В этой схеме подсушка угля производится в процессе размол его в мельнице. Из  
мельницы пыль потоком первичного воздуха (сушильный агент — часть горячего воз-  
духа, проходящего через мельницу) выносится в сепаратор инерционного типа и  
далее через пылеугольные горелки в топку котла. Значительное сопротивление проходу  
сушильного агента через сепаратор и пылеугольные горелки определяет избыточное  
давление в пылесистеме до 2500 Па ( $250 \text{ кгс/м}^2$ ). В связи с этим требуется уплотнение  
всей системы, включая тракт и питатели сырого угля.

Для каменных углей, требующих более тонкого размол ( $R_{80} = 15-40\%$ ), приме-  
няются молотковые мельницы или среднеходные мельницы с центробежными сепара-  
торами. Схема пылеприготовления аналогична рассмотренной выше, но применение  
МВС требует установки мельничных вентиляторов: за мельницами при использовании  
МВС-125А и МВС-140А (мельницы работают под разрежением) и перед мельницами  
МВС-180 [мельницы работают под наддувом до 8000 Па ( $800 \text{ кгс/м}^2$ )]. В установках  
с молотковыми мельницами в отдельных случаях при высоком сопротивлении пыле-  
угольного тракта также применяются мельничные вентиляторы, устанавливаемые перед  
мельницами.

Бурые влажные угли размалываются в мельницах-вентиляторах. Схема пылепри-  
готовления с этими мельницами и прямым вдуванием показана на рис. 2.17,б. По  
этой схеме осуществляется двухступенчатая подсушка угля топочными газами или  
смесью их с первичным воздухом. Первой ступенью подсушки является шахта с нис-  
ходящим потоком сушильного агента, а второй ступенью — мельница. За мельницей  
устанавливается сепаратор инерционного типа, из которого готовая пыль транспорти-  
руется сушильным агентом к пылеугольным горелкам.

На рис. 2.17,в показана схема пылеприготовления для высоковлажных углей  
с  $W_p > 40\%$  (типа башкирских) с применением пылеконцентраторов. На пылепроводе  
за сепаратором устанавливается пылеконцентратор (цилиндрической формы), в кото-  
ром газопылевой поток с помощью направляющих лопаток закручивается. Возникаю-  
щими при этом центробежными силами частицы угольной пыли отжимаются к перифе-  
рии пылеконцентратора, образуя концентрированный пылевой слой в пылегазовом по-  
токе. Эта часть пылегазового потока по кольцевой щели на выходе из пылеконцентра-  
тора отводится в основные пылеугольные горелки, а остальная часть пылегазового  
потока (большая) с небольшим содержанием угольной пыли проходит транзитом через  
пылеконцентратор и сбрасывается в верхнюю часть топочной камеры котла через спе-  
циальные сбросные горелки. В остальном эта схема идентична уже рассмотренной  
схеме (см. рис. 2.17,б). Как указано выше, применение пылеконцентраторов при сжи-  
гании низкокалорийного, высоковлажного топлива улучшает процесс горения топлива  
и эффективность его сжигания.

Пылесистемы с прямым вдуванием обладают следующими преимуществами по  
сравнению с другими схемами пылеприготовления: конструктивной простотой; сравни-  
тельно низким удельным расходом электроэнергии на размол; относительно низкой  
стоимостью (капитальными затратами). Применяемые в этих схемах мельницы имеют  
небольшие расходы электроэнергии на холостой ход, поэтому перерасход электроэнер-  
гии ими при недогрузках небольшой.

Для котлов с жидким шлакоудалением пылеприготовительные системы выпол-  
няются по полуразомкнутым схемам с промежуточным бункером или с пылеконцен-  
тратором. На рис. 2.18,а показана индивидуальная полуразомкнутая схема пылепри-  
готовления с промежуточным бункером и концентрированной подачей пыли для ка-  
менных углей. Для углей с  $K_{до} > 1,2$  в этих схемах используются молотковые или  
среднеходные мельницы, а для антрацитов и каменных углей с  $K_{до} \leq 1,0$  — шаровые  
барabanные мельницы. Сырое топливо из питателя поступает в мельницу, где разма-

львается, подсушивается до требуемого значения  $W^{пл}$  и потоком сушильного агента выносятся в сепаратор, где производится отделение грубых фракций пыли, которые возвращаются в мельницу. Готовая пыль проходит сепаратор и поступает в циклон-пылеосадитель. Сушильный агент, очищенный от пыли, отсасывается из циклона мельничным вентилятором и подается им в сбросные горелки. Готовая пыль из циклона стекает в промежуточный пылевой бункер. Предусматривается возможность направления пыли не в пылевой бункер пылесистемы, а к реверсивному пылевому шнеку, с помощью которого пыль может быть направлена в пылевой бункер пылесистемы соседнего котла ТЭЦ. Пыль из промежуточного бункера питателем пыли дозируется (в количествах, соответствующих нагрузке котла) в смеситель и с воздухом, поступающим из воздухоудки, концентрированным потоком направляется в пылеугольные горелки. В качестве сушильного агента в этой схеме используются продукты сгорания топлива, забираемые из конвективной шахты котла, чем обеспечивается взрывобезопасность системы.

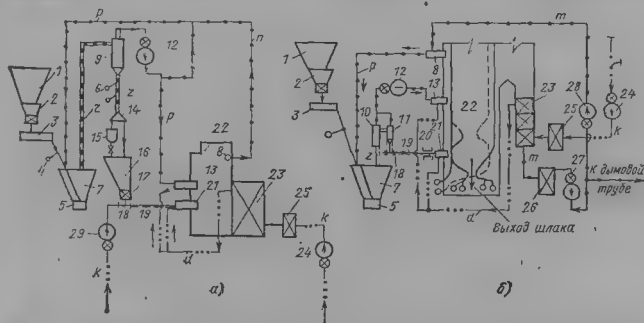


Рис. 2.18. Индивидуальные полурасомкнутые схемы пылеприготовления для котельных агрегатов с жидким шлакоудалением:

а — с промежуточным бункером пыли и подачей пыли концентрированным потоком; б — с пылеконцентраторами; 1 — бункер сырого угля; 2 — подбункер с угольным затвором; 3 — питатель сырого угля; 4 — мигалка; 5 — мельница молотковая; 6 — затвор на спускном пылепроводе; 7 — сепаратор; 8 — газозаборное окно; 9 — циклон пылеугольный; 10 — пылеконцентратор; 11 — циклон пылеконцентратора; 12 — мельничный вентилятор; 13 — сбросная горелка; 14 — перекидной шкив; 15 — шнек пылеугольный; 16 — промежуточный бункер пыли; 17 — питатель пыли; 18 — смеситель; 19 — пылепровод к горелке; 20 — паровой эжектор; 21 — основная пылеугольная горелка; 22 — котел; 23 — воздухоподогреватель; 24 — дутьевой вентилятор; 25 — калорифер; 26 — золоуловитель; 27 — дымосос основной; 28 — дымосос рециркуляции; 29 — воздухоудка; остальные обозначения см. в подписи к рис. 2.17

Системы с промежуточным бункером значительно сложнее и дороже систем с прямым вдуванием. К преимуществам систем с промежуточным бункером следует отнести: возможность работы мельничного оборудования независимо от нагрузки котла с постоянной загрузкой мельниц, что снижает расход электроэнергии на размол, особенно значительно для ШБМ, у которых расход электроэнергии на холостой ход относительно велик; возможность осуществления связи пылесистем котлов по готовой пыли с помощью реверсивного пылевого шнека.

Значительное упрощение пылесистемы для котлов с жидким шлакоудалением дает применение в них пылеконцентраторов (см. выше). Такая схема показана на рис. 2.18, б. Эта схема разработана Центральным котлотурбинным институтом и ВНИПИЭнергопромом (для котельных установок на 420 т/ч серийный пылеугольный ТЭЦ — ЗИТТ, см. гл. 1). Сырой уголь из бункера питателем подается в мельницу. Сушильным агентом служат топочные газы с добавлением уходящих газов, забираемых дымососом рециркуляции из газохода котла после основного дымососа. Пройдя сепаратор, пыль поступает в пылеконцентратор, где примерно 97 % пыли отделяется от сушильного

агента. Из пылеконцентратора пыль с небольшим количеством сушильного агента поступает в циклоны, где происходит окончательное отделение пыли от сушильного агента. Из пылеконцентратора и циклонов сушильный агент отсасывается мельничным вентилятором и направляется в сбросные горелки. Пыль из циклонов концентрированным потоком, создаваемым паровыми эжекторами, по пылепроводу направляется в пылеугольные горелки. По сравнению с пылесистемами с полуразомкнутыми схемами с промежуточным бункером системы с пылеконцентраторами обладают рядом преимуществ, а именно:

более простой конструкцией, что повышает надежность их эксплуатации; значительно более высокой надежностью в отношении взрывобезопасности, так как отсутствуют пылевые бункера; меньшими затратами металла.

Пиковые водогрейные и паровые котлы ТЭЦ, работающие на твердом топливе, имеют топочные камеры с сухим шлакоудалением и оборудуются пылесистемами с прямым вдуванием по рассмотренным выше схемам (рис. 2.17, 2.18, см. также [23]).

Выбор мельниц для пылесистем котлов ТЭЦ. Для выбора типа мельницы по заданному топливу рекомендуется пользоваться табл. 2.8, а числа мельниц для индивидуальной пылесистемы — табл. 2.9.

Требуемая единичная производительность мельниц определяется часовым расходом топлива котла и числом устанавливаемых мельниц. Первый принимается на осно-

Таблица 2.8. Выбор типа углеразмольных мельниц

| Топливо)                                                                                                                                                                     | Коэффициент раз-<br>молоси-<br>стости<br>K <sub>ло</sub> | Выход летучих<br>вг. % | Производи-<br>тельность<br>мельницы<br>т/ч | Рекомендуемый<br>тип мельницы | Заменяющий<br>тип мельницы                  |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------|------------------------|--------------------------------------------|-------------------------------|---------------------------------------------|
| Антрациты                                                                                                                                                                    | Нет ограничений                                          |                        | ≥20                                        | ШБМ                           | —                                           |
| Каменные угли и полуан-<br>трациты                                                                                                                                           | ≤1,0                                                     | Нет огра-<br>ничений   | ≥20                                        | ШБМ                           | —                                           |
| Продукты обогащения (мно-<br>гозольные)                                                                                                                                      | ≤1,2                                                     | То же                  | ≥20                                        | ШБМ                           | —                                           |
| Продукты обогащения (мно-<br>гозольные)* <sup>1</sup>                                                                                                                        | >1,2                                                     | " "                    | ≥20                                        | ШБМ                           | ММ* <sup>1</sup> ,<br>МВС* <sup>2,3,4</sup> |
| Полуантрациты* <sup>1</sup>                                                                                                                                                  | ≥1,1                                                     | " "                    | ≥12                                        | МВС* <sup>2</sup>             | ММ* <sup>1</sup> ,<br>ШБМ* <sup>2</sup>     |
| Каменные угли* <sup>1</sup>                                                                                                                                                  | >1,0                                                     | >28                    | ≥12                                        | МВС* <sup>2</sup> , ММ        | ШБМ* <sup>1</sup>                           |
| Бурые угли:                                                                                                                                                                  |                                                          |                        |                                            |                               |                                             |
| при сушке воздухом<br>в замкнутых схемах<br>пылеприготовления                                                                                                                | Нет ограничений                                          |                        | ≥12                                        | ММ                            | М-В                                         |
| при сушке смесью то-<br>почных газов с возду-<br>хом в замкнутых схемах<br>пылеприготовления                                                                                 |                                                          | То же                  | ≥12                                        | М-В                           | ММ                                          |
| при сушке смесью то-<br>почных газов с уходя-<br>щими газами в полура-<br>зомкнутых схемах пыле-<br>приготовления с проме-<br>жуточным бункером или<br>с пылеконцентраторами | " "                                                      |                        | ≥12                                        | ММ                            | —                                           |
| Сланцы                                                                                                                                                                       | " "                                                      |                        | ≥12                                        | ММ                            | М-В                                         |
| Фрезерный торф                                                                                                                                                               | " "                                                      |                        | ≥12                                        | ММ                            | М-В                                         |

\*<sup>1</sup> Для углей и продуктов обогащения с  $S^{\text{п}}_{\text{к}} \geq 6\%$  применяются только ШБМ.

\*<sup>2</sup> Для углей с  $A^{\text{с}} \geq 30\%$  МВС применять не рекомендуется во избежание быстрого износа размольных элементов; применяется для топлива с  $K_{\text{ло}} \geq 1,1$ .

\*<sup>3</sup> Для котлов с  $D \geq 20$  т/ч.

\*<sup>4</sup> Для котлов с  $D \geq 12$  т/ч.

\*<sup>5</sup> Для топлива с  $U^{\text{г}} > 28\%$ .

Таблица 2.9. Рекомендуемое число мельниц на один котел

| Тип мельницы                                       | Производительность котла, т/ч |         |         |     |
|----------------------------------------------------|-------------------------------|---------|---------|-----|
|                                                    | 120—270                       | 320—420 | 500—640 | 950 |
| <i>Схемы с прямым вдуванием</i>                    |                               |         |         |     |
| ШБМ                                                | 2                             | —       | —       | —   |
| ММ                                                 | 2—4                           | 3—4     | 4—6     | 4—6 |
| М-В                                                | 2—4                           | 3—4     | 4—6     | 4—6 |
| МВС                                                | 2—4                           | 3—4     | 4       | 4—6 |
| <i>Полуразомкнутые схемы с пылевым бункером</i>    |                               |         |         |     |
| ШБМ                                                | 1—2                           | 1—2*    | 2       | 2   |
| ММ                                                 | 2                             | 2—3     | 2—4     | 4   |
| <i>Полуразомкнутые схемы с пылеконцентраторами</i> |                               |         |         |     |
| ММ                                                 | 2—4                           | 3—4     | 4—6     | 4—6 |

\* Для котлов паропроизводительностью 403 т/ч и более — не менее двух мельниц.

вании теплового расчета котла, а второе — по рекомендациям, приведенным в табл. 2.9. При этом должны соблюдаться следующие нормы [9]:

1) при останове одной мельницы остальные должны обеспечивать без учета возможной форсировки: при установке двух мельниц на котле — не менее 60 % номинальной паропроизводительности установки, трех мельниц — 80 %, четырех мельниц — 90 %, пяти и более мельниц — 100 %;

2) в системах с пылевым бункером производительность мельниц, т/ч, выбирается по формуле с учетом связей систем отдельных котлов по пыли

$$B_p = \frac{K_z \Sigma z_k B_k}{\Sigma z_m}, \quad (2.26)$$

где  $K_z$  — коэффициент запаса, принимается в установках с ШБМ равным 1,1, в установках с ММ и МВС при двух установленных мельницах — 1,35, при трех — 1,2; при четырех и более — 1,1;  $\Sigma z_k$  — число установленных котлов;  $B_k$  — расход топлива котлом при номинальной нагрузке, т/ч;  $\Sigma z_m$  — число всех мельниц;  $z_m$  — число мельниц на один котел.

Применяемые на ТЭЦ в качестве пиковых водогрейные котлы КВ-ТК-100 оборудуются углеразмольными мельницами типов ММ, МВС или МВ в зависимости от вида сжигаемого топлива. Выбор типа мельниц производится в соответствии с указаниями, приведенными в табл. 2.9. По разработанным унифицированным компоновкам этого котла для различных видов топлива пылесистемы его комплектуются следующими мельницами:

Экибастузский или карагандинский каменный уголь  $3 \times \text{ММТ-1500/2510/740}$   
 Кузнецкие Г и Д или верюнгринские каменные  
 угли  $3 \times \text{МВС-125 А}$   
 Ирша-бородинский или азейский бурый уголь  $4 \times \text{МВ-В1600/400/980}$

Оборудование пылеприготовительных установок. Молотковые мельницы (ММ) применяются для размола каменных и бурых углей, фрезерного торфа и сланцев.

Мельница (рис. 2.19) состоит из стального корпуса и ротора с шарнирно укрепленными на нем билами. Вал ротора опирается на два подшипника и вращается от приводного электродвигателя. В корпусе мельницы со стороны подвода топлива имеются двери для смены бил, а с противоположной стороны предусмотрен люк для опорожнения мельницы при работе.

Подшипники вала мельницы имеют консистентную смазку. Крупные мельницы с диаметром ротора 2000 мм, работающие с частотой вращения 730 об/мин, имеют жидкую циркуляционную смазку подшипников; одна маслоустановка может обслуживать две мельницы. Уплотнение вала в местах прохода его через корпус осуществляет-

ся воздухом, который подводится в коробки боковых уплотнений с давлением на 1000—1500 Па (100—150 кгс/м<sup>2</sup>) выше давления в корпусе мельницы. Уголь размельчается под ударами бил при вращении ротора. По способу подвода сушильного агента молотковые мельницы имеют два исполнения: тангенциальные (ММТ) — с подводом сушильного агента в корпус с фронта по всей ширине ротора, и аксальные (ММА) — с подводом сушильного агента с двух торцов вдоль оси вала через специальные камеры. Соединение вала мельницы с электродвигателем осуществляется с помощью упругой втулочно-пальцевой муфты. В настоящее время изготавливаются только тангенциальные мельницы.

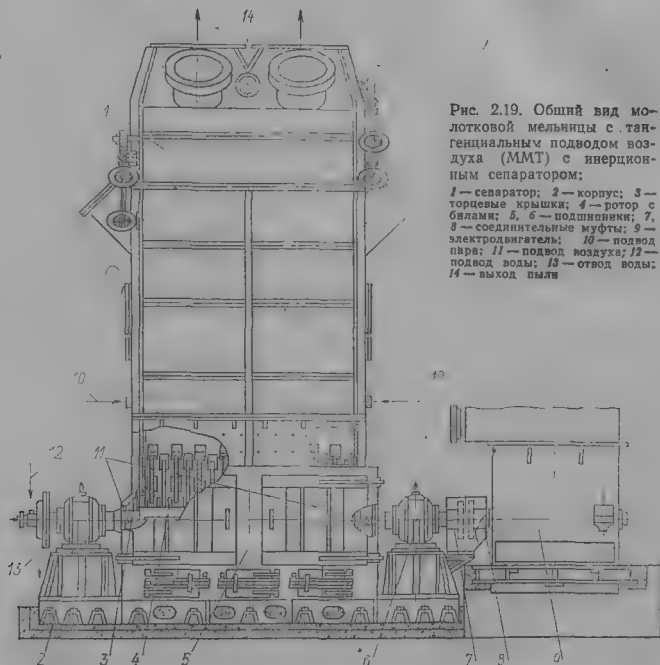


Рис. 2.19. Общий вид молотковой мельницы с тангенциальным подводом воздуха (ММТ) с инерционным сепаратором:

1 — сепаратор; 2 — корпус; 3 — торцевые крышки; 4 — ротор с билами; 5, 6 — подшипники; 7, 8 — соединительные муфты; 9 — электродвигатель; 10 — подвод пара; 11 — подвод воздуха; 12 — подвод воды; 13 — отвод воды; 14 — выход пыли

Мельницы, предназначенные для размола каменного угля, в обозначении имеют букву К. Над мельницей устанавливается сепаратор пыли, назначение которого — возвращать в мельницу пыль, не достигшую заданной тонкости размола. Для пыли каменных углей применяются сепараторы центробежного типа (рис. 2.20), действие которых основано на отбивании частичек угля, не достигших требуемой тонкости, центробежными силами, возникающими в завихренном потоке пылевоздушной смеси. Для пыли бурых углей и фрезерного торфа применяются сепараторы инерционного типа, действие которых основано на отбивании недомолотых частичек угля за счет сил инерции (рис. 2.21). Угольная пыль, выносимая из мельницы потоком воздуха, ударяется о наклонно установленный щит и поворотный шибер, в результате чего части-

цы пыли относительно больших размеров, потеряв скорость, выпадают из потока и возвращаются в мельницу. Готовая пыль выносится в верхнюю часть сепаратора, где в результате резкого поворота перед выходом из сепаратора происходит окончательное отсевивание из потока пылинок, не достигших нужной тонкости размол. Изменением угла поворота шибера можно регулировать тонкость пыли, выдаваемой сепаратором.

Молотковые мельницы и сепараторы к ним изготавливаются плотными и допускают избыточное давление сушильного агента до 5000 Па (500 кгс/м<sup>2</sup>) при диаметре ротора до 2000 мм и 10 000 Па (1000 кгс/м<sup>2</sup>) при диаметре ротора 2000 мм и более. Мельницы с диаметром ротора 1300 мм и более имеют полые валы, охлаждаемые во-

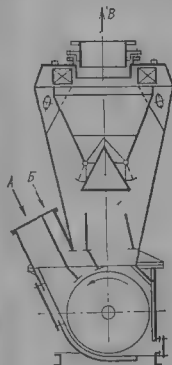


Рис. 2.20. Схема центробежного сепаратора пыли типа СП-ММ к тангенциальным молотковым мельницам:

А — вход воздуха; Б — вход сырого угля; В — выход пыли

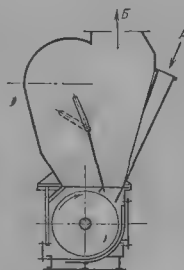


Рис. 2.21. Схема инерционного сепаратора пыли к тангенциальным молотковым мельницам:

А — вход сырого угля; Б — выход пыли

дой, и допускают температуру сушильного агента 400—450 °С (в зависимости от типа-размера мельницы). Удельный расход электроэнергии на размол в зависимости от размольных характеристик углей — от 5 до 20 кВт·ч/т по сырому углю. Характеристики молотковых мельниц, предназначенных для котельных установок рассматриваемой мощности, приведены ниже:

| Типоразмер     | Производительность, т/ч | Мощность привода, кВт |
|----------------|-------------------------|-----------------------|
| 1300/1310/750  | 10,8                    | 160                   |
| 1300/1310/750К | 5,6                     | 160                   |
| 1300/2030/750  | 16,0                    | 250                   |
| 1300/2030/750К | 9,0                     | 250                   |
| 1500/1910/750  | 22,4                    | 315                   |
| 1500/1910/750К | 12,6                    | 315                   |
| 1500/2510/750  | 28,0                    | 400                   |
| 1500/2510/750К | 16,0                    | 400                   |
| 2000/2590/730  | 45,0                    | 800                   |
| 2000/2590/730К | 25,0                    | 800                   |
| 2600/2550/590К | 50,0                    | 1250                  |

Сепараторы к мельницам поставляются комплектно с мельницами. Мельницы для размолу каменных углей с требуемой тонкостью пыли  $R_{90}=15+40\%$  комплектуются центробежными сепараторами, для размолу бурых углей, фрезерного торфа и сланцев ( $R_{90}=40+60\%$ ) — инерционными сепараторами. Мельницы изготавливаются правого и левого вращения. Производительность мельниц для бурых углей указана по подмосковному углю при  $K_{до}^{ВТИ}=1,7$  и  $R_{90}=55\%$ . Производительность мельниц для каменных углей указана по экибастузскому углю при  $K_{до}^{ВТИ}=1,35$  и  $R_{90}=15\%$ . Производительность мельниц при размолу других марок углей определяется по указаниям, приведенным в [20]. Все мельницы имеют осевой выем ротора. При проектировании следует



обеспечивать место для выема ротора мельницы (предпочтительно в сторону, противоположную двигателю), а также место для открывания дверей и люков в соответствии с документацией завода-изготовителя. Выбор типоразмера мельниц для конкретной установки следует согласовать с номенклатурой и технической документацией завода-изготовителя, действующими на данный период времени.

Мельницы-вентиляторы (М-В) применяются для размолва мягких высоковлажных углей. Комплексно с мельницами поставляются инерционные сепараторы. Общий вид мельницы-вентилятора представлен на рис. 2.22. В установках с мельницами-вентиляторами подсушка топлива осуществляется по двухступенчатой схеме — перед мельницей в шахте с нисходящим потоком сушильного агента и в самой мельнице (см. рис. 2.17,б). При наличии подсушки топлива перед мельницей допустимая начальная температура сушильного агента около 800 °С. Температура сушильного агента при входе в мельницу не должна быть более 400 °С. Размол топлива в этих мельницах происходит

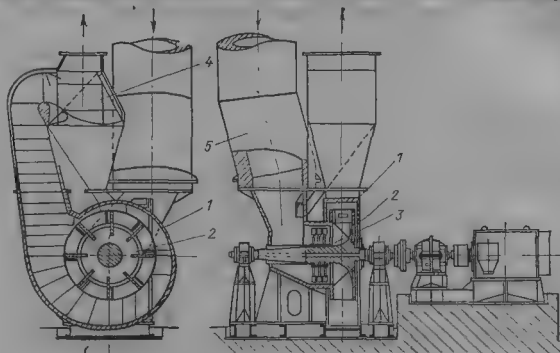


Рис. 2.22. Общий вид мельницы-вентилятора:

1 — корпус; 2 — ротор; 3 — била; 4 — инерционный сепаратор; 5 — шахта нисходящей подсушки топлива

в результате ударного действия массивных лопастей крыльчатки, при вращении которой создается давление для внешней сети 1000—1400 Па (100—140 кгс/м²). Этого давления достаточно для преодоления сопротивления пылевоздушного тракта от мельницы до горелок и самих горелок. Смазка подшипников мельниц — принудительная от общей маслоустановки, поставляемой комплексно с мельницами. Одна маслоустановка обслуживает три-четыре мельницы-вентилятора. Мельница соединяется с электродвигателем через упругую втулочно-пальцевую муфту или фрикционную муфту с дробевым заполнением. Нормы установки мельниц-вентиляторов по числу и производительности те же, что и для молотковых мельниц. Удельный расход электроэнергии на размол составляет примерно 10 кВт·ч/т. Мельницы выпускаются в исполнении для правого или левого вращения. Характеристики М-В, предназначенных для котельных установок рассматриваемой мощности, приведены ниже:

| Типоразмер       | Производительность по топливу, т/ч | Рекомендуемая мощность двигателя, кВт |
|------------------|------------------------------------|---------------------------------------|
| М-В-2120/600-740 | 25,0                               | 400                                   |
| М-В-2700/650/590 | 35,0                               | 630                                   |
| М-В-3300/800/490 | 50,0                               | 800                                   |

В обозначении типоразмера первая цифра — диаметр ротора, мм, вторая — ширина лопаток, мм, третья — частота вращения, об/мин.

Производительность мельниц указана по бурому углю с  $K_{до}=1,2$  при  $R_{до}=50\%$ . При размоле других видов топлив производительность мельниц определяется по указанным в [20].

Выбор типоразмера М-В подлежит согласованию с номенклатурой и технической документацией завода-изготовителя, действующими на данный период времени.

Валковые среднеходные мельницы предназначаются для размола каменных углей с  $K_{до}$  не менее 1,10, влажностью  $W^p$  не более 16% и зольностью  $A^p$  не более 30%.

Мельничный агрегат состоит из собственно мельницы, редуктора с приводным электродвигателем, центробежного сепаратора и установок для циркуляционной смазки подшипников валков и редуктора, поставляемых комплектно с мельницами. Характеристики мельниц типоразмеров, соответствующих котлам рассматриваемой мощности, приведены в табл. 2.10.

Таблица 2.10. Мельницы валковые среднеходные (МВС)

| Характеристики                            | Тип мельницы |          |         |
|-------------------------------------------|--------------|----------|---------|
|                                           | МВС-125А     | МВС-140А | МВС-180 |
| Производительность, т/ч*                  | 12,0         | 16,7     | 25,0    |
| Диаметр стола, мм                         | 1250         | 1400     | 1800    |
| Частота вращения стола, об/мин            | 59,5         | 50,6     | 40,2    |
| Мощность электродвигателя, кВт            | 200          | 320      | 320     |
| Частота вращения электродвигателя, об/мин | 985          | 985      | 750     |

\* Производительности мельниц МВС-125А и МВС-140А указаны по кузнецкому углю марки 2СС с  $K_{до}=1,5$  при  $R_{до}=18\%$ , производительность МВС-180—по антрацитоземскому углю с  $K_{до}=1,35$  при  $R_{до}=12\%$ . При размоле других видов топлив производительность мельниц определяется по указанным в [20].

Примечание. При проектировании установок мельниц следует по номенклатуре и технической документации завода-изготовителя уточнить выпуск высушенной мельницы для заданного вида топлива.

Общий вид мельницы показан на рис. 2.23. Размол угля производится стальными валками при качении их поворачиваемому столу. Мельницы МВС-125А и МВС-140А работают под разрежением, создаваемым мельничным вентилятором, соединенным со вторым концом приводного электродвигателя, как показано на рис. 2.24. Пыль, выдаваемая мельницей через центробежный сепаратор, отсасывается мельничным вентилятором и подается в горелки котла. Мельницы типа МВС-180 (технические условия завода ОСТ 24.270.01) работают под наддувом. Максимально допустимое давление сушильного агента 7850 Па (800 кгс/см<sup>2</sup>). Минимальная температура сушильного агента перед мельницей 350 °С. Система смазки подшипника размоловых валков всех МВС—жидкая, циркуляционная, от насосной установки, обслуживающей группу мельниц: для МВС-125—до восьми, для МВС-140—до шести, для МВС-180—до двух штук. Система смазки редуктора МВС также циркуляционная от индивидуальных установок, поставляемых комплектно с мельницами. Нормы установки МВС по числу и производительности те же, что для молотковых мельниц. При влажности сырого угля до 16% МВС могут работать без предварительной его подсушки, при большей влажности требуется предварительная подсушка угля. Удельный расход электроэнергии на размол для МВС примерно 9 кВт·ч/т. Эти мельницы имеют значительный провал недомолотого угля, который необходимо убирать механическим или гидравлическим способом.

Шаровые барабанные мельницы в основном применяются для размола антрацитов, каменных углей с  $K_{до}\leq 1,0$  и продуктов обогащения угля.

Общий вид шаровой барабанной мельницы показан на рис. 2.25. Мельница состоит из стального барабана, бронированного изнутри плитками из износостойчивой марганцовистой стали, с торцов закрытого днищами с цапфами, через которые производится загрузка топлива в мельницу и забор из нее пыли. Цапфами мельница опирается на подшипники, имеющие принудительную циркуляционную смазку. Топливо и сушильный агент вводятся в мельницу через патрубок 5. Патрубок 4 служит

для возврата в мельницу пыли из сепаратора (см. рис. 2.27), патрубок 8 для отсоса пыли из мельницы в сепаратор. Привод мельницы осуществляется электродвигателем через редуктор и стальной зубчатый венец, опоясывающий торцевое днище барабана. Кроме основного к мельнице заводом поставляется вспомогательный привод, предназначенный для прокручивания барабана при ремонтных работах. Привод, обеспечивающий вращение барабана с малой скоростью (0,1—0,6 об/мин), состоит из электродвигателя и редуктора, соединенных жесткой муфтой с выходным валом основного редуктора. Привод располагается на чугунной станине, опирающейся на отдельный фундамент, при этом ось вспомогательного привода совмещается с вход-

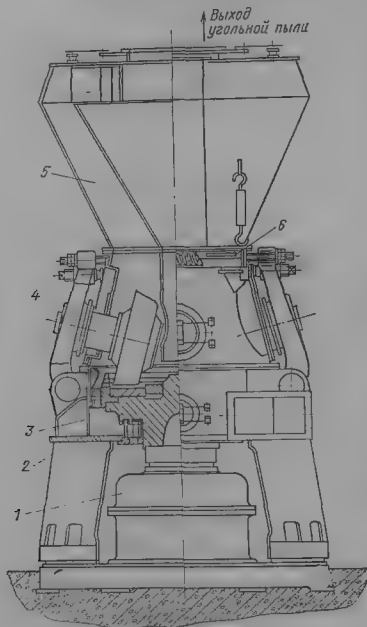


Рис. 2.23. Общий вид валковой среднеходной мельницы:

1 — редуктор с электроприводом; 2 — вращающийся стол; 3 — корпус мельницы; 4 — разномельные валки; 5 — центральный сепаратор; 6 — пружинные опоры валков

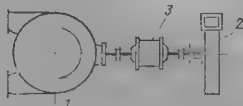


Рис. 2.24. Схема сборки валковой среднеходной мельницы типа МВС-140 с мельничным вентилятором:

1 — мельница; 2 — вентилятор; 3 — электропривод

ной осью основного редуктора. При проектировании габариты мельницы нужно принимать с учетом этого вспомогательного привода. В барабан загружаются стальные шары диаметром от 30 до 60 мм, занимающие 15—20% объема барабана. Мельница вращается со скоростью 17—23 об/мин (табл. 2.11). Уголь размалывается в результате ударов при вращении барабана. С шаровыми барабанными мельницами поставляются установки циркуляционной принудительной смазки индивидуальные или групповые. Установки

для смазки мельниц Ш-25А и Ш-50А обеспечивают комбинированную смазку — жидкую циркуляционную и густую закладную.

Крупные котельные установки промышленных ТЭЦ, имеющие пылесистемы с промежуточным бушкером и ШБМ, как правило, оборудуются двумя мельницами. Для котлов меньшей производительности допускается установка одной мельницы на котел. Суммарная производительность мельницы должна обеспечивать 110—115% номинальной производительности котла. Характеристики ШБМ представлены в табл. 2.11. Мельницы поставляются в нескольких вариантах сборки, отличающихся расположением привода для правого и левого вращения мельницы. Возможные схемы сборки приводятся в заводской документации по ШБМ. При проектировании выбирается наиболее удобный вариант сборки по условиям компоновки.

Таблица 2.11. Шаровые барабанные мельницы по ТУ 108.035.102-79

| Типоразмер      | Производительность по АШ, т/ч | Частота вращения, об/мин | Мощность привода, кВт | Предельная шаровая загрузка, т |
|-----------------|-------------------------------|--------------------------|-----------------------|--------------------------------|
| 220/330 (Ш-6)   | 6                             | 21,8                     | 200                   | 14                             |
| 250/390 (Ш-10)  | 10                            | 20,6                     | 320                   | 25                             |
| 287/410 (Ш-12)  | 12                            | 19,21                    | 400                   | 30                             |
| 287/470 (Ш-16)  | 16                            | 19,21                    | 500                   | 35                             |
| 320/570 (Ш-25А) | 25                            | 17,9                     | 800                   | 54                             |
| 370/850 (Ш-50А) | 50                            | 17,6                     | 1600                  | 100                            |

Примечания: 1. В числителе указан диаметр, в знаменателе — длина барабана.

2. В таблице приведена производительность мельниц при размоле антрацитового штыба (АШ). Действительная производительность мельниц при размоле других топлив определяется расчетом [20].

3. Мощность двигателя указана при предельной шаровой загрузке. В зависимости от сорта размалываемого угля шаровая загрузка и мощность электродвигателя уточняются.

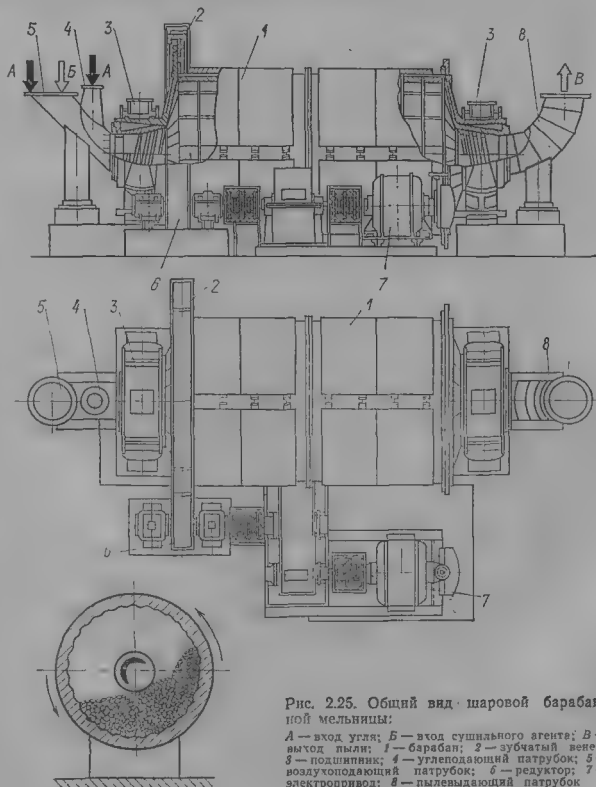


Рис. 2.25. Общий вид шаровой барабанной мельницы:

А — вход угля; Б — вход сушильного агента; В — выход пыли; 1 — барабан; 2 — зубчатый венец; 3 — подшипник; 4 — углеподающий патрубкок; 5 — воздухоподающий патрубкок; 6 — редуктор; 7 — электропривод; 8 — пылевыводящий патрубкок

**Питатели сырого топлива** скребкового типа (ПС) (рис. 2.26) предназначены для равномерной подачи топлива в мельницы из бункеров. Топливо поступает из бункера через входной патрубок на движущуюся ленту с планками-скребками, которыми перемещается к выходному патрубку. Питатели типа ПС выпускаются с шириной корпуса 700 и 1100 мм, производительностью от 5 до 80 т/ч. Производительность питателей обеспечивается на топливах с насыпной массой от 0,35 до 0,81 т/м<sup>3</sup> за счет соответствующей толщины слоя топлива и соответствующего привода. По длине скребковые питатели выпускаются в нескольких модификациях.

Регулирование подачи в питателях производится изменением скорости движения ленты, а также толщины слоя топлива, устанавливаемой положением регулятора слоя (ножа). Производительность питателей выбирается по номинальной производительности мельниц с коэффициентом запаса 1,1.

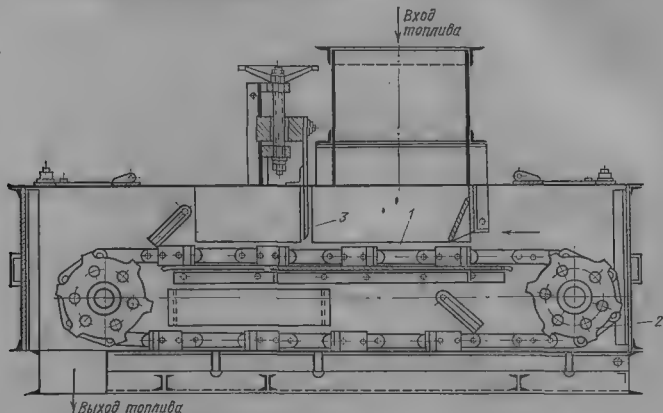


Рис. 2.26. Скребковый питатель сырого угля:

1 — цепь со скребками; 2 — звездочка; 3 — нож, регулирующий толщину слоя топлива

В пылеустановках с прямым вдуванием привод питателей сырого угля должен обеспечивать плавное регулирование, что достигается установкой к питателям приводных электродвигателей постоянного тока, а также специального автоматизированного устройства, позволяющего изменять частоту вращения электродвигателя. Эти устройства могут быть поставлены на глубину регулирования 1:5 или 1:3 в зависимости от диапазона изменения нагрузки котла. В системах с промежуточным бункером к питателям устанавливаются двухскоростные электродвигатели переменного тока.

Конструкция питателей сырого угля к мельницам, работающим под наддувом, должна быть плотной при избыточном давлении не менее 5000 Па (500 кгс/м<sup>2</sup>).

**Сепараторы пыли** к ШБМ типа СПЦВ (рис. 2.27) выпускаются Сызранским турбостроительным заводом по ОСТ 24.035.01-74. При выборе сепараторов к взрывоопасным топливам надо относить все угли с выходом летучих более 7%. Выбор типоразмера сепаратора производится на основании расчета пылесистемы [20]. Пылевоздушный поток входит в сепаратор через патрубок. При входе во внешний конус поток теряет скорость, в результате чего происходит выпадение наиболее крупных фракций пыли, которые возвращаются в мельницу по течке. Остальная пыль направляется в верхнюю часть сепаратора, где под крышкой установлены поворотные чу-

гунные лопатки с приводом, закручивающие поток пыли. В результате возникающей при закручивании центробежной силы из потока на стенки внутреннего конуса отбрасываются частицы угля, не достигшие нужной тонкости размолла. Они по течке также возвращаются в мельницу. Готовая пыль выносятся из сепаратора потоком воздуха через патрубок с телескопической трубой. Изменяя угол поворота лопаток, можно изменять степень закручивания потока и тем самым устанавливать требуемую тонкость выдаваемой сепаратором пыли.

Циклоны типа НИИОгаз выпускаются Сызранским турбостроительным заводом по ТУ 108.20.33-78 для взрывоопасных углей. В целях удобства компоновки каждый циклон выпускается в правом и левом исполнениях, отличающихся расположением входного патрубка. Общий вид циклона НИИОгаз представлен на рис. 2.28.

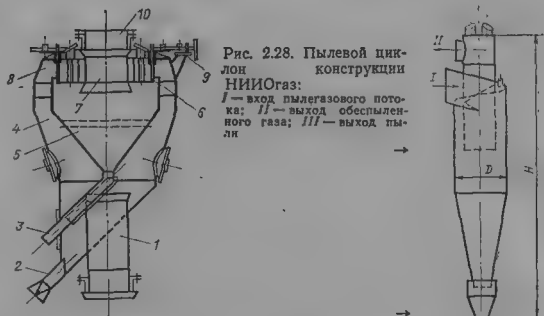


Рис. 2.28. Пылевой циклон конструкции НИИОгаз:

I — вход пылегазового потока; II — выход обеспыленного газа; III — выход пыли

Рис. 2.27. Центробежный сепаратор пыли конструкции СПЦВ к шаровым барабанным мельницам:

I — выходной патрубок; 2, 3 — точки возврата пыли; 4 — внешний конус; 5 — внутренний конус; 6 — поворотные лопатки; 7 — телескопическая насадка; 8 — крышка; 9 — механизм поворота лопаток; 10 — выходной патрубок



Пылевые шнеки предназначены для связи между пылесистемами котельных установок ТЭЦ. С помощью шнека пыль из циклонов одной системы может быть подана в пылевой промежуточный бункер другой системы. Пылевые шнеки изготавливаются Каширским заводом металлоконструкций с диаметром вала 400 и 500 мм. Привод шнека — реверсивный от электродвигателя через редуктор. Частота вращения шнека 42, 62, 77 об/мин, соответственно изменяется производительность шнека от 30 до 50 м<sup>3</sup>/ч для диаметра шнека 400 мм и от 60 до 100 м<sup>3</sup>/ч для 500 мм.

Лопастные питатели пыли выпускаются Сызранским турбостроительным заводом четырех типоразмеров: ППЛ-3,5 производительностью по АШ от 1 до 5 т/ч, ППЛ-5 — 1,4—7 т/ч, ППЛ-7—2—10 т/ч и ППЛ-10—2,85—14 т/ч. Регулирование производительности питателей производится изменением частоты вращения лопастного колеса. К питателям устанавливаются электроприводы постоянного тока с плавным регулированием. Электродвигатели плавного регулирования (ПБ-52, ПБ-62) позволяют плавно регулировать производительность питателя в диапазоне 1:5.

Производительность питателей пыли (устанавливают не менее одного на каждую пылеугольную горелку) выбирается из расчета обеспечения номинальной производительности котла при работе всех питателей с нагрузкой 70—75% номинальной.

Таблица 2.12. Мельничные вентиляторы с загнутыми назад лопатками

| Тип вентилятора | Частота вращения, об/мин | Подача, м³/ч | Давление, кгс/м² | Потребляемая мощность, кВт |
|-----------------|--------------------------|--------------|------------------|----------------------------|
| ВМ-15 КУ        | 1480                     | 38 000       | 730              | 92                         |
| ВМ-17 КУ        | 1480                     | 58 000       | 920              | 177                        |
| ВМ-18А КУ       | 1480                     | 108 000      | 1065             | 382                        |
| ВМ-20А КУ       | 1480                     | 150 000      | 1290             | 643                        |
| ВМ-180/1100     | 1480                     | 180 000      | 1475             | 920                        |

Примечание. Вентиляторы допускают работу с температурой воздуха до 210 °С при влажности до 80 г/кг воздуха и выпускаются в прямом и левом исполнении.

Мельничные вентиляторы (ВМ) выпускаются по типоразмерам, приведенным в табл. 2.12. Мельничные вентиляторы имеют колесо с лопатками, загнутыми назад по аэродинамической схеме ЦКТИ «0,5—45»; КПД составляет 82%. Температура перемещаемой среды 70 °С.

Конструктивные требования к пылеприготовительным установкам. Пылесистемы котельных установок располагаются перед фронтом котла, что позволяет до минимума сократить протяженность тракта сырого угля и пылепроводов и способствует надежности и безопасности эксплуатации пылесистем.

Суммарная вместимость бункеров сырого угля должна обеспечивать работу котла с номинальной нагрузкой в течение следующего времени, ч:

|                         |   |
|-------------------------|---|
| Каменные угли . . . . . | 8 |
| Бурые угли . . . . .    | 5 |
| Торф . . . . .          | 3 |

Насыпную массу в среднем можно принимать, т/м³: бурого угля — 0,78; каменного угля — 0,88; антрацита — 0,95; фрезерного торфа — 0,3. Бункер заполняется на 80—85% в зависимости от геометрических размеров и способа наполнения.

Мельницы устанавливаются на нулевой отметке, в пролете бункерной этажерки или котельной перед фронтом котла и должны обслуживаться местными грузоподъемными механизмами, автомашинами или автокарами. При компоновке мельниц, следует выдерживать расстояния между их осями, обеспечивающие ремонт мельниц, а также свободное место, необходимое для выема ротора мельницы. Питатели сырого угля и подбункера для них располагаются в пролете бункерной этажерки на основной отметке обслуживания котла. К подбункерам по всей длине бункерной этажерки должна сооружаться площадка для их обслуживания с входом в двух-трех местах. Верхняя часть бункерной этажерки над бункерами является бункерной галереей, где размещаются ленточные транспортеры, подающие топливо в бункера.

Сырой уголь, в особенности бурый, имеет склонность к налипанию, затрудняющему его прохождение по тракту из бункеров к мельницам. Понижение подвижности сырого угля находится в прямой зависимости от его влажности, содержания золы и глины. Влажность в свою очередь зависит от содержания мелочи в угле. С увеличением содержания мелочи повышается влагоемкость угля и ухудшается его подвижность в бункерах и течках. Первым требованием, выполнение которого обязательно при проектировании пылеприготовительных установок, является соблюдение следующих условий при конструировании угольных бункеров и течек сырого угля: углы наклона стенок и ребер бункера, пересыпных рукавов и течек должны быть не менее 60° для угля и 65° для торфа (Союзтехэнерго рекомендует в торфяных бункерах принимать эти углы равными 70—80°); на внутренних поверхностях бункеров и течек не должно быть неровностей и выступов; проходные сечения для угля в любом направлении желательно иметь с поперечными размерами не менее 1 м [для котлов на 70 МВт (60 Гкал/ч) и выше это требование обязательно]; внутренние углы бункеров должны округляться; железобетонные бункера с внутренней стороны должны железниться; под основными бункерами, над течками, соединяющими бункер с питателями сырого угля, желательно сооружать подбункера, обеспечивающие доступ

к потоку угля через люки. В тех случаях, когда сыпучие качества сжигаемого угля таковы, что нормальное прохождение его не обеспечивается выполнением этих правил, должны применяться механические средства, улучшающие подвижность угля: электромеханические вибраторы, пневмообрушители и др.

После сушки сушильный агент, транспортирующий пыль, насыщается парами воды, которые могут конденсироваться на металлических стенках пылепроводов, если температура их будет ниже точки росы. При этом пыль будет налипать на стенки и мешать прохождению потока по тракту. Для защиты от этого явления все оборудование систем пылеприготовления и пылепроводы от мельницы до горелок покрываются слоем изоляции. При конструировании систем пылеприготовления необходимо учитывать увеличение габаритных размеров оборудования и дополнительные нагрузки за счет изоляции. Тепловая изоляция оборудования и пылепроводов нужна также для уменьшения тепловых потерь котла и улучшения пылесжигания. При температуре окружающей среды 25 °С температура на поверхности изоляции должна быть не выше:

| Температура внутренней среды, °С | Температура поверхности, °С |
|----------------------------------|-----------------------------|
| До 500 . . . . .                 | +45                         |
| От 500 до 650 . . . . .          | +48                         |

Изоляционные материалы и размеры изоляционных конструкций принимаются на основании соответствующих расчетов и норм [25].

Все твердые топлива, за исключением антрацитов и тощих углей, являются взрывоопасными. Пыль их при определенных концентрациях в воздушной среде имеет взрывные свойства. Причиной взрыва пыли может быть искра или повышение температуры пыли выше определенных пределов. При взрывах пыли в оборудовании и пылепроводах возникают избыточные давления 0,1—0,35 МПа (1—3,5 кгс/см<sup>2</sup>), которые могут разрушить оборудование и причинить тяжелые травмы обслуживающему персоналу. Для защиты пылесистем от взрывов применяются защитные устройства — взрывные клапаны, предохраняющие от возникновения опасных избыточных давлений, а также проводится ряд эксплуатационных мероприятий, предупреждающих возникновения очагов самовозгорания пыли. Места установки взрывных клапанов в пылесистемах указаны в нормах [21].

Предохранительные клапаны в установках с прямым вдуванием должны устанавливаться:

- 1) на воздухопроводе (газопроводе) — один или два клапана непосредственно у входного патрубка мельницы;
- 2) при установке центробежного сепаратора — не менее двух клапанов для отвода взрывных газов из внутреннего конуса и не менее двух — для отвода взрывных газов из наружного конуса;
- 3) при установке инерционного сепаратора — не менее одного на выходном патрубке сепаратора.

Общее сечение клапанов, устанавливаемых на воздухопроводе до мельницы, на сепараторе или за ним, включая свободное сечение для выхода газов в топку через горелочные устройства (при длине пылепровода до горелки менее 10 его диаметров), должно составлять 0,04 м<sup>2</sup> на 1 м<sup>3</sup> объема мельницы и сепаратора.

Пылепроводы должны выполняться так, чтобы исключалась возможность отложений пыли и образования очагов ее самовозгорания. Все участки пылепроводов должны быть гладкими, не иметь выступающих частей и быть доступными для осмотра и очистки. Пылепроводы должны иметь такие размеры, чтобы скорость пылевоздушной смеси в них при любых режимах системы была не ниже допустимой по условиям возможности отложения пыли [20]. Для тушения очагов тления и возгорания пыли в питатели сырого угля и мельницы для взрывоопасных углей должен быть подведен пар. К молотковым мельницам в местах подвода сушильного агента должна быть подведена вода. В установках, размалывающих бурый уголь или фрезерный торф, вода подводится, кроме того, в сепаратор или шахту. Требования,



предъявляемые к пылесистемам в отношении их взрывобезопасности и надежности, изложены в Правилах взрывобезопасности пылесистем [21], которые должны строго соблюдаться как при проектировании пылеприготовительных установок, так и при их эксплуатации.

Пылеприготовительные установки с мельницами-вентиляторами и среднеходными мельницами оборудуются станциями централизованной смазки, которые требуют соответствующего места, что нужно учитывать при компоновке вспомогательного оборудования котельных. В установках с МВС требуется организация удаления провала механическим или гидравлическим способом соответственно указаниям завода-изготовителя мельниц. Должен обеспечиваться доступ к оборудованию при его ремонтах и необходимости демонтажа вспомогательного оборудования. Фундаменты под мельницы и другое оборудование должны проектироваться на основании специальных заданий поставщиков оборудования.

Во всех пылесистемах в большей или меньшей мере пыль проникает в помещение котельной, где она отлагается на строительных конструкциях и площадках обслуживания. Эти отложения пыли могут быть причиной возникновения пожаров и взрывов, а поэтому в проектах котельных с пылеугольными котлами должны предусматриваться специальные установки для пневматической уборки пыли или, в крайнем случае, устройства, обеспечивающие мокрую уборку пыли. Рекомендуется применять решетчатые конструкции площадок и лестниц на котлах.

Современные котельные установки не могут эксплуатироваться без автоматизации управления процессами горения, в частности подачи топлива. Поэтому пылесистемы наряду с другим вспомогательным оборудованием котельной автоматизируются. Безопасность и надежность их работы обеспечиваются соответствующими блокировками и технологическими защитами, предупреждающими развитие режимов, опасных для эксплуатации.

### 2.3. Калориферные установки для подогрева дутьевого воздуха

При сжигании топлив, содержащих серу, хвостовые поверхности нагрева котлов (трубчатые, регенеративные воздухоподогреватели) подвергаются низкотемпературной коррозии, разрушающей металл этих поверхностей, а также приводящей к образованию плотных, трудно удаляемых отложений, сокращающих продолжительность безостановочной работы котла. Причиной низкотемпературной коррозии является образование при сжигании сернистых топлив сернистых соединений  $\text{SO}_2$  (сернистый ангидрид) и  $\text{SO}_3$  (серный ангидрид). Последний, вступая в соединение с присутствующими в топочных газах парами воды, образует серную кислоту ( $2\text{SO}_3 + 2\text{H}_2\text{O} = 2\text{H}_2\text{SO}_4$ ). Конденсация паров серной кислоты, которая происходит при достижении ими температуры точки росы, приводит к разрушению металла хвостовых поверхностей нагрева. В зависимости от концентрации серной кислоты в продуктах сгорания топлива температура точки росы может достигать  $150^\circ\text{C}$  (для котлов, работающих на высокосернистом мазуте), т. е. втрое выше температуры точки росы водяных паров, которая обычно не превышает  $50^\circ\text{C}$ . В настоящее время основным средством защиты от низкотемпературной коррозии воздухоподогревателей является повышение температуры поверхностей нагрева воздухоподогревателей на холодной стороне (при входе холодного воздуха и выходе охлажденных газов) до температуры, превышающей на  $10\text{--}15^\circ\text{C}$  температуру точки росы продуктов сгорания. Достигается это предварительным подогревом воздуха, подаваемого в воздухоподогреватели.

По [26] температура воздуха, поступающего в трубчатые и регенеративные воздухоподогреватели котлов, должна поддерживаться не ниже следующих значений,  $^\circ\text{C}$ :

| Вид сжигаемого топлива                                               | Трубчатый | Регенеративный |
|----------------------------------------------------------------------|-----------|----------------|
| Бурые угли с $S^p \leq 0,4$ кг.-%/10 <sup>3</sup> ккал, торф, сланец | 50        | 30             |
| Каменные угли с $S^p \leq 0,4$ кг.-%/10 <sup>3</sup> ккал, антрациты | 30        | 30             |
| Бурые угли с $S^p > 0,4$ кг.-%/10 <sup>3</sup> ккал                  | 80        | 60             |
| Каменные угли с $S^p > 0,4$ кг.-%/10 <sup>3</sup> ккал               | 60        | 50             |
| Мазут с $S^p > 0,5\%$                                                | 110       | 70             |
| Мазут с $S^p = 0,5\%$ и менее                                        | 90        | 50             |

Воздух, подаваемый в газомазутные водогрейные котлы, должен быть подогрет до положительных температур.

Современные котельные установки оборудуются калориферными установками для предварительного подогрева воздуха. Поверхность нагрева калориферов представляет собой конструкцию (батарею) из стальных труб, имеющих с наружной стороны оребрение, увеличивающее поверхность теплопередачи. Внутри трубок проходит греющий теплоноситель, а снаружи трубки омываются нагретым воздухом. Применяются специальные энергетические калориферы со спиральным оребрением типа СО-110 конструкции ЦКБэнерго и сантехнические калориферы, выпускаемые по ГОСТ 7201-80.

Калорифер СО-110 собирается из горизонтальных змеевиков с проволочным спиральным оребрением, взаренных концами в два вертикальных коллектора. Калорифер может обогреваться как паром, так и горячей водой. Расположение калориферной секции только горизонтальное (коллектор стоит вертикально). Площадь поверхности нагрева одной секции 110 м<sup>2</sup>, расчетное давление греющей среды до 1,6 МПа. Габаритные размеры 2800×1020×248 мм. Общий вид секции калорифера СО-110 показан на рис. 2.29. Тепловая эффективность калориферов с проволочно-спиральным оребрением значительно выше, чем пластинчатых (сантехнических). Так, например, при обогреве калорифера СО-110 и сантехнического пластинчатого горячей водой и при одних и тех же скоростях воздуха и теплоносителя коэффициент теплопередачи в первом калорифере примерно вдвое выше.

Несмотря на преимущества калориферов СО-110, применение их ограничено производственной мощностью завода-изготовителя и практически котлостроительные заводы (Барнаульский и Таганрогский) укомплектовывают свои котлы сантехническими калориферами.

Сантехнические калориферы выпускаются двух типов—пластинчатые для воды по ГОСТ 7201-80 средней (КВС-П) и большой (КВБ-П) моделей № 6—12 и биметаллические для воды с накатным оребрением типов КСкЗ (трехрядные) и КСк4 (четырёхрядные) № 6—12.

Калориферы КСк предназначены для подогрева воздуха горячей (перегретой) водой с температурой до 150 °С. Максимальное давление греющей воды 1,18 МПа (12 кгс/см<sup>2</sup>). Рабочее положение калориферов горизонтальное. Габаритные размеры калориферов КСк приведены на рис. 2.30 и в табл. 2.13. Требуемая площадь поверхности нагрева калориферной установки, м<sup>2</sup>, рассчитывается по формуле

$$F_{\text{кф}}^{\text{уст}} = \frac{Q}{k \Delta t_{\text{ср}}}, \quad (2.27)$$

где  $Q$ —количество теплоты, передаваемой в установке, Вт;  $k$ —коэффициент теплопередачи, Вт/(м<sup>2</sup>·К);  $\Delta t_{\text{ср}}$ —средняя логарифмическая разность температур между греющей водой и подогреваемым воздухом, °С.

Значение  $Q$  определяется на основании данных теплового расчета

ПРИМЕР

$$Q = G_{\text{вз}} c_{\text{вз}}^{\text{вс}} (t''_{\text{вз}} - t'_{\text{вз}}) \frac{1}{3600}, \quad (2.28)$$

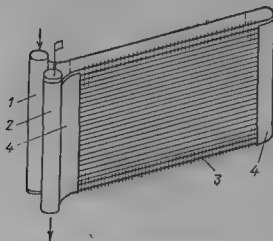


Рис. 2.29. Схема секции калорифера СО-110:

1 — входной коллектор; 2 — выходной коллектор; 3 — оребренные трубы; 4 — защитные плоскости

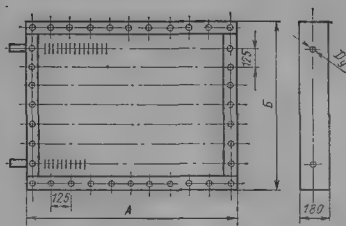


Рис. 2.30. Габаритные размеры калориферов КСк-3 и КСк-4

Таблица 2.13. Конструктивные характеристики биметаллических калориферов с накатным оребрением КСк3 и КСк4 (№ 10, 11 и 12), выпускаемых Костромским калориферным заводом

| Наименование                                            | Калориферы КСк3 |         |         | Калориферы КСк4 |         |         |
|---------------------------------------------------------|-----------------|---------|---------|-----------------|---------|---------|
|                                                         | № 10            | № 11    | № 12    | № 10            | № 11    | № 12    |
| Площадь поверхности нагрева, м <sup>2</sup>             | 23,45           | 68,01   | 102,5   | 30,82           | 90,04   | 136,02  |
| Площадь живого сечения по воздуху, м <sup>2</sup>       | 0,24            | 0,685   | 1,027   | 0,240           | 0,685   | 1,027   |
| Площадь живого сечения по теплоносителю, м <sup>2</sup> | 0,00085         | 0,00129 | 0,00194 | 0,00111         | 0,00171 | 0,00258 |
| Габаритные размеры:                                     |                 |         |         |                 |         |         |
| A                                                       | 1227*           | 1727    | 1727    | 1227            | 1727    | 1727    |
| B                                                       | 575             | 1075    | 1575    | 575             | 1075    | 1575    |
| Диаметр условного прохода штуцеров D <sub>у</sub> , мм  | 25              | 40      | 50      | 25              | 40      | 50      |
| Масса, кг                                               | 74,2            | 183,7   | 266,3   | 81,9            | 280,5   | 340,6   |

где  $G_{вз}$  — количество подогреваемого в установке воздуха, кг/ч (принимается из теплового расчета котла);  $c_p^{вз}$  — средняя массовая теплоемкость воздуха, Дж/(кг·К);  $t'_{вз}$ ,  $t''_{вз}$  — температуры воздуха до установки и после нее, °С.

Коэффициент теплопередачи в калориферах КСк зависит от числа рядов нагревательных элементов (КСк3 — трехрядные, КСк4 — четырехрядные), массовой скорости воздуха в живом сечении калорифера  $w_{вз}$ , кг/(м<sup>2</sup>·с) (находится по заданному расходу подогреваемого воздуха, кг/с, и площади живого сечения калориферной установки по воздушному потоку), и скорости воды в живом сечении калориферной установки. Расход воды калориферной установки  $G_{вд}$ , кг/с, подсчитывается по формуле

$$G_{вд} = \frac{Q}{(t'_{вд} - t''_{вд}) c_p^{вд} \eta}, \quad (2.29)$$

а скорость воды в трубках калорифера, м/с—по формуле

$$w_{\text{вд}} = \frac{Q_{\text{вд}}}{\rho_{\text{вд}} f_{\text{вд}}}, \quad (2.30)$$

где  $Q$ —количество теплоты, передаваемой в установке, Вт;  $t'_{\text{вд}}$  и  $t''_{\text{вд}}$ —температуры греющей воды до установки и за ней, °С (если калориферы обогреваются сетевой водой с расчетными температурами 150—70 °С, то разность этих температур составляет 80 °С);  $c_{\text{ср}}^{\text{вд}}$ —средняя массовая теплоемкость воды, Дж/(кг·К);  $\eta$ —коэффициент, учитывающий теплопотери установкой в окружающую среду;  $\rho_{\text{вд}}$ —плотность воды, кг/м³;  $f_{\text{вд}}$ —площадь живого сечения установки по воде, м².

Таблица 2.14. Теплотехнические и аэродинамические характеристики биметаллических калориферов с накатным оребрением КСк3 и КСк4 (1, 11, 12)

| Рядность калорифера | Массовая скорость воздуха в живом сечении, кг/(м²·с) | Коэффициент теплопередачи $k$ , ккал/(м²·ч·°С), при скорости воды $w$ , м/с |      |      |      |      | Аэродинамическое сопротивление, кгс/м² |
|---------------------|------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------|------|------|------|------|----------------------------------------|
|                     |                                                      | 0,2                                                                         | 0,4  | 0,6  | 0,8  | 1,0  |                                        |
| 3 (КСк3)            | 5                                                    | 33,5                                                                        | 37,0 | 39,6 | 41,3 | 42,5 | 2,61                                   |
| 4 (КСк4)            | 5                                                    | 30,8                                                                        | 34,8 | 36,5 | 39,3 | 41,0 | 3,34                                   |
| 3 (КСк3)            | 6                                                    | 34,8                                                                        | 40,4 | 41,0 | 42,7 | 45,6 | 3,57                                   |
| 4 (КСк4)            | 6                                                    | 33,4                                                                        | 37,9 | 39,7 | 42,8 | 44,6 | 4,57                                   |
| 3 (КСк3)            | 7                                                    | 39,5                                                                        | 43,5 | 46,5 | 48,5 | 50,0 | 4,70                                   |
| 4 (КСк4)            | 7                                                    | 36,3                                                                        | 41,2 | 43,1 | 46,5 | 48,4 | 5,85                                   |
| 3 (КСк3)            | 8                                                    | 42,4                                                                        | 46,7 | 50,0 | 52,0 | 53,6 | 5,90                                   |
| 4 (КСк4)            | 8                                                    | 39,2                                                                        | 44,4 | 46,5 | 50,0 | 52,3 | 7,55                                   |
| 3 (КСк3)            | 9                                                    | 44,9                                                                        | 49,5 | 52,7 | 55,0 | 56,8 | 7,35                                   |
| 4 (КСк4)            | 9                                                    | 44,1                                                                        | 50,0 | 52,4 | 55,5 | 58,9 | 9,40                                   |
| 3 (КСк3)            | 10                                                   | 47,2                                                                        | 52,0 | 55,5 | 58,0 | 59,7 | 8,85                                   |
| 4 (КСк4)            | 10                                                   | 50,5                                                                        | 57,3 | 60,0 | 64,5 | 67,4 | 11,30                                  |

Значения  $k$  приведены в табл. 2.14. Значение  $\Delta t_{\text{ср}}$  зависит от взаимного направления потоков воздуха и греющего теплоносителя и определяется в соответствии с указаниями [7].

Характеристики и габаритные размеры пластинчатых калориферов приведены в [23]. Для обогрева калориферных установок на ТЭЦ рекомендуется использовать сетевую воду, подогреваемую паром из регулируемых (или нерегулируемых) отборов турбин; экономически это наиболее выгодно. Схема подключения калориферных установок к линиям сетевой воды показана на принципиальной (технологической) схеме ТЭЦ, приведенной на рис. 1.10. Для обеспечения требуемой температуры сетевой воды, подаваемой на калориферы в любое время года (независимо от температуры прямой сетевой воды, отпускаемой в теплотель), в тепловой схеме ТЭЦ предусмотрен специальный паровой подогреватель, обогреваемый паром из регулируемых отборов турбин.

#### 2.4. Пылегазовоздухопроводы паровых и водогрейных котлов

Пылегазовоздухопроводы (далее ПГВП) являются элементом котельной установки. В пределах котельной ячейки схема и конструкция ПГВП обычно разрабатываются заводом-поставщиком котла, а за пре-

делами котельной ячейки—организацией, проектирующей ТЭЦ, или ее субподрядчиком [24].

В зависимости от назначения котла, его конструкции (топки, системы пылеприготовления, типов воздухоподогревателя и тягодутьевых машин), вида сжигаемого топлива видоизменяется и схема ПГВП.

На рис. 2.31 представлена схема ПГВП пылеугольного котла высокого давления паропроизводительностью 420 т/ч Барнаульского котельного завода (БКЗ-420-140-ПТ2), предназначенного для работы на буром ирша-бординском угле. Котел имеет топочную камеру с жидким шлакоудалением и полуразомкнутую систему пылеприготовления с молотковыми мельницами и пылеконцентраторами (см. рис. 2.18,б). Сушильным агентом служат топочные газы, забираемые из верхней части топки, с присадкой уходящих газов котла, забираемых дымососами рециркуляции из газопровода за основным дымсосом. Уходящие газы (холодные) подмешиваются к топочным газам (горячим) для получения сушильного агента нужной температуры, что достигается с помощью соответствующей регулирующей арматуры. Газовый тракт от котла до мельниц работает под разрежением, создаваемым мельницами пылесистемы. Перед дымососами рециркуляции и за ними установлены перекидные заглушки, позволяющие отключить дымсос для ремонта, а также запорная и регулирующая арматура. Из котла топочные газы отсасываются основным дымсосом через золоуловитель и сбрасываются в дымовую трубу. В этой схеме весь воздух, подаваемый в топку котла, используется в качестве вторичного воздуха. Он забирается дутьевыми вентиляторами через воздухозаборные шахты, подогревается в калориферах и подается в трубчатый воздухоподогреватель. Из воздухоподогревателя горячий воздух поступает в сборный воздуховод и из него разводится по горелкам. Сопротивление всего воздушного тракта покрывается давлением, создаваемым дутьевыми вентиляторами.

Холодный воздух забирается дутьевыми вентиляторами из-под крыши котельной или снаружи. Забор воздуха сверху позволяет частично использовать (вернуть в котел) тепловые потери котла в окружающую среду, что повышает его КПД. Однако зимой забирать весь воздух изнутри нельзя, так как при этом в помещение котельной будет поступать слишком много холодного воздуха, что приведет к переохлаждению воздуха внутри котельной. Поэтому всасывающий воздуховод обычно имеет два воздухозаборных патрубка с клапанами, позволяющими регулировать соотношение в заборе наружного и внутреннего воздуха. Зимой температура воздуха перед вентилятором обычно поддерживается равной 0°C.

Для забора воздуха из верхней части котельной рекомендуется устраивать воздухозаборные шахты, совмещенные со строительными конструкциями котельной. Поскольку устройство этих шахт требует незначительного дополнительного расхода материалов, скорость воздуха в них следует принимать наменьше экономической.

При компоновке котлов и их вспомогательного оборудования дутьевые вентиляторы обычно располагаются у задней стены котельного отделения и всасывающий воздуховод дутьевого вентилятора подходит к нему так, что практически невозможно выполнить плавный подвод воздуха. При плохо организованном подводе воздуха к дутьевому вентилятору входное сопротивление может быть недопустимо большим (200—300 Па). Чтобы избежать этого, перед входом воздуха в вентилятор должны обязательно устанавливаться специальные всасывающие карманы [8].

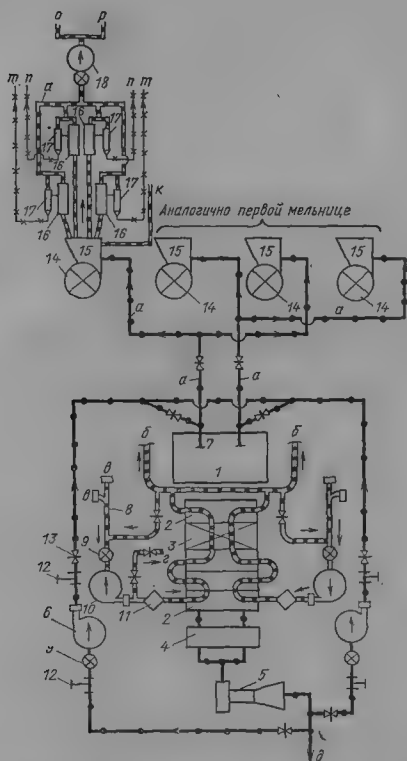


Рис. 2.31. Схема основных пылегазовоздухопроводов котла БКЗ-420-140-ПТ2 для сжигания бурого угля в топке с жидким шлакоудалением, оборудованной полуразомкнутой системой пылеприготовления с пылеконцентраторами:

1 — топочная камера котла; 2 — трубчатый воздухоподогреватель; 3 — водяной экономайзер; 4 — золоудовитель; 5 — осевой дымосос; 6 — дымосос рециркуляции; 7 — забор газа из топки (сушильный агент); 8 — воздухозаборная шахта дутьевого вентилятора; 9 — направляющий аппарат; 10 — дутьевой вентилятор вторичного воздуха; 11 — калориферная установка; 12 — перекидная заглушка; 13 — запорная или регулирующая арматура; 14 — молотковая мельница; 15 — сепаратор; 16 — пылеконцентратор; 17 — циклон пылеконцентратора; 18 — мельничная вентилятор; а — сушильный агент; б — горячий воздух к горелкам; в — вход воздуха; г — холодный воздух к запальникам; д — к дымовой трубе; е — угольная пыль к горелкам правой стороны топочной камеры; ж — угольная пыль к горелкам левой стороны топочной камеры; з — к сбросным горелкам правой стороны топочной камеры; и — к сбросным горелкам левой стороны топочной камеры; л — топливо от пилателя сырого угля; м — топливо от пилателя сухого угля; н — топливо от пилателя; п — топливо от пилателя; р — топливо от пилателя.

На рис. 2.32 показана схема газозухопроводов (ГВП) пылеугольного котла высокого давления паропроизводительностью 500 т/ч Таланрогского котельного завода (ТПЕ-430), предназнанного для сжигания каменного угля. Топочная камера котла—с сухим шлакоудалением, пылесистема—со среднеходными мельницами и прямым вдуванием (см. § 2.2). В этом котле сушильным агентом является первичный воздух, подогрев которого производится в отдельном трубчатом воздухоподогревателе. Для подогрева вторичного воздуха применены регенеративные вращающиеся воздухоподогреватели (РВП). Перед труб-

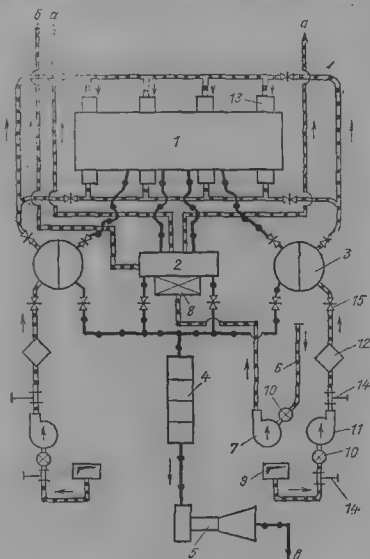


Рис. 2.32. Схема основных газозухопроводов котла ТПЕ-430 (500 т/ч) для сжигания каменного угля в топке, оборудованной системой пылеприготовления с прямым вдуванием:

1 — топочная камера; 2 — трубчатый воздухоподогреватель первичного воздуха; 3 — регенеративный воздухоподогреватель вторичного воздуха; 4 — золоуловитель; 5 — осевой дымосос; 6 — всасывающий воздуховод вентилятора первичного воздуха; 7 — дутьевой вентилятор первичного воздуха; 8 — калориферная установка для подогрева первичного воздуха; 9 — воздухозаборная шахта вентилятора вторичного воздуха; 10 — направляющий аппарат; 11 — дутьевой вентилятор вторичного воздуха; 12 — калориферная установка для подогрева вторичного воздуха; 13 — пылеугольные горелки; 14 — перекидная заглушка; 15 — запорная или регулирующая арматура; а — горячий первичный воздух к мельницам; б — слабо подогретый воздух к мельницам; в — в дымовую трубу

чатый воздухоподогревателем и РВП установлены калориферы для предварительного подогрева дутьевого воздуха. Первичный воздух, подогретый в трубчатом воздухоподогревателе, распределяется по мельницам, а вторичный воздух из РВП поступает в пылеугольные горелки. В остальном схема ГВП идентична рассмотренной выше. Применение отдельных воздухоподогревателей для первичного и вторичного воздуха в котельных установках с пылесистемой прямого вдувания и работой мельниц под наддувом дает большие выгоды как по затратам металла, так и по расходу электроэнергии на собственные нужды ТЭЦ. Объясняется это в основном весьма значительной разницей в требуемых давлениях первичного и вторичного воздуха. При одном воздухоподогревателе увеличиваются затраты металла, требуется установка дополнительных вентиляторов горячего первичного воздуха, что приводит к перерасходу электроэнергии.

Схема ГВП газомазутного котла высокого давления производительностью 420 т/ч рассматривалась в [3] и здесь не приводится.

Размеры (живые сечения) ПГВП определяются количествами перемещаемых по ним газов, пылесмеси или воздуха в соответствии с тепловым и аэродинамическим расчетами котла при экономически обоснованных скоростях среды. При проектировании ПГВП следует стремиться к рациональному упрощению их схемы, что является важным фактором надежности и экономичности работы котла. Следует применять элементы ПГВП по возможности круглой или прямоугольной, близкой к квадратной формы, уменьшающей расход металла и изоляции.

Воздухопроводы выполняются из листовой стали толщиной 2, газопроводы—5 мм. Газопроводы, работающие под избыточным давлением, должны быть плотными, не должно быть участков, где могли бы образовываться отложения летучей золы или сажи (в газомазутных котлах). На отключаемых газоходах должны устанавливаться два ряда плотных клапанов во избежание перетоков газа или воздуха. При

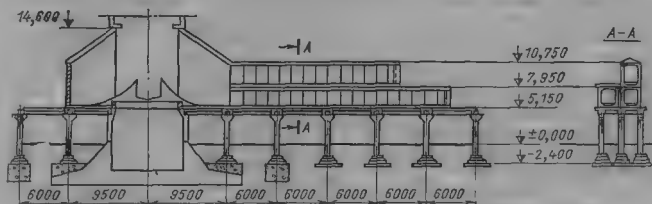


Рис. 2.33. Борова к дымовой трубе из сборных железобетонных конструкций

конструктивной разработке ГВП площади их сечений рассчитываются в соответствии с указаниями [8] по выбору экономически целесообразных скоростей газов, воздуха, зависящих от ряда факторов. В предварительных проработках (задания заводам-изготовителям котлов) допустимо пользоваться средними ориентировочными значениями этих скоростей: газопроводы и воздухопроводы с температурой среды около 200 °C 10—12, воздухопроводы с температурой среды около 400 °C 15—17, воздухопроводы холодного воздуха 7—8 м/с.

В газопроводах, транспортирующих запыленный газ, скорость на длинных горизонтальных участках не должна быть меньше 7—8 м/с, а для котлов, работающих на топливах с абразивной золой (например, экибастузский уголь),—не должна превышать 12—15 м/с.

Непосредственно за нагнетательными патрубками дымососов и вентиляторов должны устанавливаться диффузоры для уменьшения потерь динамического напора. Повороты ГВП непосредственно за дымососами и вентиляторами не рекомендуются.

Газоходы от присоединительных патрубков дымососов до дымовой трубы, так называемые борова, обычно выполняются наземными, прямоугольного сечения, из сборного железобетона с кирпичной футеровкой или из кирпича. Эти газоходы располагаются на специальной железобетонной или металлической эстакаде на высоте, обеспечивающей проезд под ней автотранспорта (рис. 2.33). Патрубки (диффузоры), через которые дымососы присоединяются к боровам, выполняются из металла. Для крупных котлов производительностью 220 т/ч и более рекомендуется выполнять индивидуальные газоходы от дымососа до дымовой трубы [8, 27]. По длине борова не должно быть ступенчатых



переходов сечения, создающих газовые мешки, способствующие скоплению взрывоопасных газов. Входная часть борова перед дымовой трубой должна выполняться как плавный переход с раскрытием по высоте (см. рис. 2.33). Борова котлов, сжигающих угли с содержанием  $S^a > 0,2$ , оштукатуриваются внутри цементно-песчаным раствором толщиной 15—20 мм для антикоррозионной защиты внутренних поверхностей. Металлические газоходы между котлом и боровом при сжигании высокосернистых топлив с внутренней стороны должны защищаться коррозионно-стойкими покрытиями. Снаружи металлические газоходы изолируются. Поверхности с  $t > 50^\circ\text{C}$  внутри помещения и с  $t > 60^\circ\text{C}$  вне помещений должны иметь тепловую изоляцию [9]. При  $t_{\text{нар}} = +25^\circ\text{C}$  температура на поверхности изоляции должна быть 45—48 $^\circ\text{C}$  в помещении и 60 $^\circ\text{C}$  на открытом воздухе. Изолируются также наружные поверхности сухих золоуловителей—входные и выходные коллекторы и входные патрубки.

Проектирование пылепроводов подчиняется правилам взрывобезопасности установок для приготовления и сжигания топлива в пылевидном состоянии [21]. Пылепроводы должны исключать возможность отложения в них пыли; не допускается устройство горизонтальных участков, мешков и тупиков. Угол наклона пылепроводов должен быть не менее  $45^\circ$  к горизонтали. Отдельные горизонтальные участки допускаются от корбба первичного воздуха к топке, от мельничного вентилятора, к сбросным горелкам при обеспечении в них скорости не менее 25 м/с, от мельницы к топке при прямом вдувании при обеспечении в них скорости не менее 18 м/с. Пылепроводы должны выполняться сварными с минимальным количеством фланцев. Участки от смесителей пыли до топки должны выполняться из труб заводского изготовления. Не допускается применение отводов, сваренных из сегментов, при диаметре до 400 мм включительно. Вся пылеприготовительная установка должна иметь тепловую изоляцию.

Проектирование ПГВП нормализовано [24]. Изготовление их производится заводами котельного вспомогательного оборудования и трубопроводов: Ново-Московским, Харьковским котельно-механическим, Куйбышевским, Челябинским, Баглейским заводами. Следует заметить, что номера нормалей (МВН), указанные в [24], в настоящее время изменены в связи с их уточнениями.

## 2.5. Топливные трубопроводы котельной

**Газопроводы.** Газопроводы должны вводиться непосредственно в помещение, где находятся котлы, использующие газ. Не допускается пересечение газопроводами вентиляционных шахт, воздухопроводов и газоходов, прокладка газопроводов в местах, где они могут нагреваться свыше 60 $^\circ\text{C}$  при прекращении подачи газа через них.

На подходе газопровода к котельной должна устанавливаться задвижка с электроприводом, управление которой выносится на щит. При прокладке разводящего газопровода по зданию котельной должно быть обращено внимание на отсутствие возможности его повреждения грузоподъемными механизмами.

На отводе газопровода к котлу должны быть последовательно установлены: задвижка с электроприводом, устройство для установки заглушки и токопроводящей перемычки, штуцер для продувки, быстродействующий отсекающий клапан, измерительная диафрагма, регулятор расхода газа (рис. 2.34). Непосредственно перед каждой горелкой должны быть установлены два запорных органа как можно ближе к

горелке, причем первый из них по ходу газа—с ручным приводом, второй—с электроприводом. Система газопроводов должна быть оборудована продувочными свечами, обеспечивающими возможность тщательной продувки всех участков газопровода.

Диаметры газопроводов должны быть выбраны таким образом, чтобы при номинальной нагрузке котла давление газа перед запорными органами горелок отдельных котлов не различалось больше чем на 15 %. При максимальной расчетной производительности давление газа в коллекторе котельной в точке отвода к последнему котлу не должно быть ниже давления газа за регулятором газораспределительного пункта (ГРП) (см. гл. 5) больше чем на 30 %.

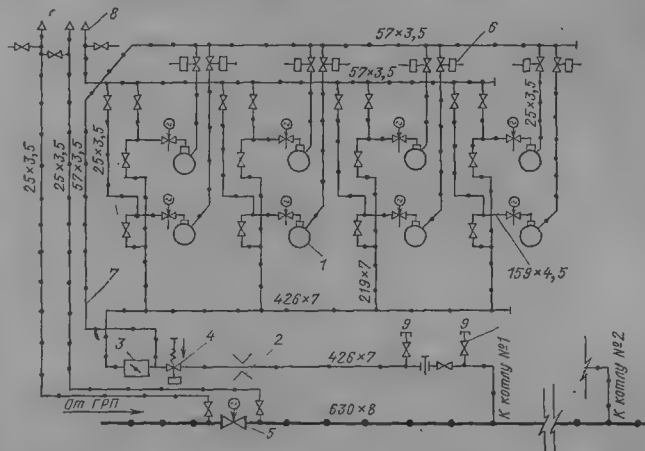


Рис. 234. Схема газопроводов в пределах котла на 500 т/ч:

1—газовая горелка; 2—измерительная шайба расходомера; 3—регулятор тепловой нагрузки; 4—отсечной быстродействующий клапан; 5—задвижка с электроприводом; 6—вентиль с электромагнитным приводом; 7—отвод газа к запальникам; 8—выход в атмосферу; 9—подвод сжато-го воздуха для продувки

Для наиболее правильного определения пределов регулирования устанавливаемых в ГРП регуляторов давления гидравлический расчет газопроводов от ГРП до горелок рекомендуется производить на максимальный расход всеми устанавливаемыми котлами при их номинальной производительности, на расход газа при данной очереди строительства и на расход газа при длительной минимальной нагрузке электростанции.

Давление газа за регулятором принимается с коэффициентом запаса на неучтенные потери 1,1—1,2.

**Мазутопроводы.** От мазутонасосной до котельной и по котельной прокладываются два мазутопровода, каждый из которых рассчитан на 75% номинальной производительности мазутного хозяйства с учетом рециркуляции. На вводе в котельную на мазутопроводах устанавливаются задвижки с электроприводом, управление которыми выносятся на центральный тепловой щит. После отвода мазута к последнему кот-

лу на мазутопроводах устанавливаются регуляторы давления «до себя», затем ручные задвижки; далее оба мазутопровода объединяются в мазутопровод рециркуляции, направляющийся на мазутное хозяйство.

Давление мазута в напорных мазутопроводах принимается в зависимости от указанного котельным заводом давления перед форсунками и колеблется в значительных пределах, достигая 4,5 МПа (45 кгс/см<sup>2</sup>).

На отводе к котлу должны быть последовательно установлены: ручные задвижки на отводах от двух разводящих мазутопроводов, задвижка с электроприводом на объединенном трубопроводе, фланцевая поворотная заглушка, быстродействующий отсекающий клапан, регулятор расхода мазута, расходомерное устройство. На мазутопроводе непосредственно перед форсунками устанавливается задвижка с элек-

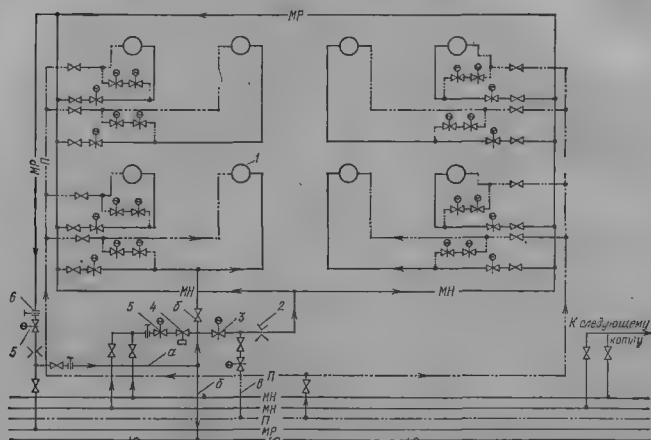


Рис. 2.35. Схема паромазутопроводов в пределах котла на 500 т/ч с паромеханическими форсунками:

1 — паромеханическая мазутная форсунка; 2 — измерительная шайба расходомера; 3 — регулятор тепловой нагрузки; 4 — отсекающий быстродействующий клапан с электромагнитным приводом; 5 — задвижка или вентиль с электроприводом; 6 — поворотная заглушка; МН — напорный мазутопровод из мазутохоснастой; МР — мазутопровод рециркуляции из котельной к мазутохозяйству; П — паропровод 1,3 МПа; С — трубопровод сбора продувки мазутопроводов в пределах котельной; а — продувочная перемычка; б — перемычка сброса или подачи продувки мазутных трубопроводов; в — перемычка для продувки мазутопроводов паром

троприводом. После разводки мазута по форсункам предусматривается общий мазутопровод, присоединяемый к линии рециркуляции в котельной. В зависимости от количества форсунок, их расстановки на котле и типа (механические, паромеханические, ротационные) выполняется разводка продувочных паропроводов. Отводы к форсункам продуваются в топку, а остальные мазутопроводы — в дренажную линию, прокладываемую вдоль всей котельной. От этой линии имеются отводы к одной из форсунок каждого котла (рис. 2.35).

## Глава третья

### ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ПАРОВЫХ ТУРБИН, ВОДОПИТАТЕЛЬНЫХ И ТЕПЛОФИКАЦИОННЫХ УСТАНОВОК. РЕДУКЦИОННО-ОХЛАДИТЕЛЬНЫЕ И ОХЛАДИТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

#### 3.1. Вспомогательное оборудование паровых турбин

Турбина и ее вспомогательное оборудование, включая трубопроводы в пределах установки, составляют единый агрегат — паротурбинную установку и вписываются проектировщиками в технологический комплекс ТЭЦ в строгом соответствии с разработанными заводом-поставщиком турбины комплектностью и компоновкой. Однако, несмотря на то, что проектировщики ТЭЦ не выбирают и не компонуют вспомогательное оборудование турбоустановки, им необходимо иметь ясное представ-

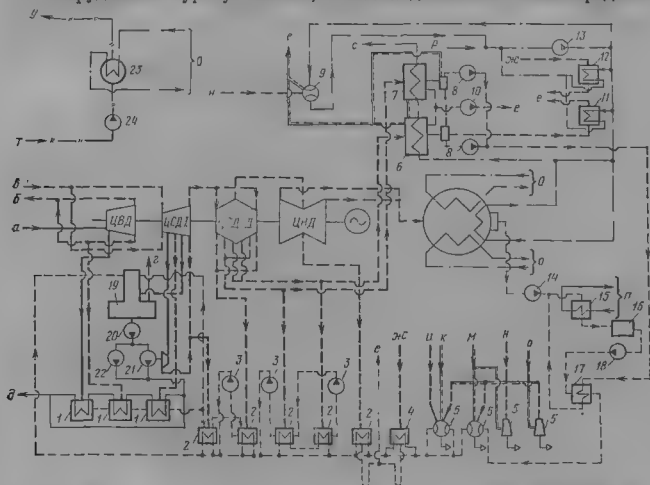


Рис. 3.1. Принципиальная тепловая схема турбоустановки типа Т-250/300-240-З. Цифрой в скобках за номером позиции указано число устанавливаемых аппаратов, если их больше одного:

1(3) — регенеративные подогреватели высокого давления (ПВД); 2(5) — регенеративные подогреватели низкого давления (ПНД); 3(3) — сливные насосы ПН; 4 — подогреватель соляникового; 6(6) — паровые эжекторы турбины; 6 — подогреватель сетевой воды горизонтальный № 1 (ПСГ № 1); 7 — ПСГ № 2; 8(4) — конденсатные насосы ПСГ; 9(2) — эжекторы ПСГ; 10 — насос соляных отсеков ПСГ; 11 — охладитель выпара конденсаторов ПСГ; 12 — соляниковый подогреватель, охлаждаемый сетевой водой; 13(2) — сетевые насосы первого подъема; 14(3) — вакуумные конденсатные насосы первой ступени; 15(2) — охладители турбинного конденсата; 16 — блокная обессоливающая установка (БОУ); 17(3) — охладители конденсата ПСГ; 18(3) — конденсатные насосы второй ступени; 19 — деаэратор питательной воды (ДП); 20(3) — буферные насосы питательной воды; 21 — главный питательный турбонасос; 22 — резервный питательный электронасос; 23(3) — маслоохладители; 24(4) — маслонасосы; а — острый пар котлов; б — в промежуточный перегревателя; в — из промежуточного перегревателя; г — из эжекторов; д — питательная вода в котлы; е — в конденсатор; ж — от уплотнений турбины; з — от штоков клапанов; к — из уплотнений турбины; л — из конденсатора; м — из ДП или коллектора пара 1,3 МПа; н — из циркуляционной системы; п — сырая вода на охлаждение конденсата турбины; р — обратная сетевая вода; с — к сетевым насосам второго подъема; т — из маслосистемы; у — в маслосистему (обозначение линий по ОСТ 108.001.105-77)

**Таблица 3.1. Вспомогательное тепломеханическое оборудование паровых турбин (вспомогательного оборудования)**

| Наименование*                                           | T-250/300-240-3 (УТМЗ)     | T-180/210-130-I (УЛМЗ)    | T-175/210-130 (УТМЗ)        |
|---------------------------------------------------------|----------------------------|---------------------------|-----------------------------|
| <b>Подогреватели низкого давления (ПН):</b>             |                            |                           |                             |
| № 1                                                     | ПН-400-26-2-IIIжк          | ПН-350-16-7-III           | ПН-400-26-7-II              |
| № 2                                                     | ПН-400-26-7-IIIжк          | ПН-350-16-7-III           | ПН-400-26-7-II              |
| № 3                                                     | ПН-400-26-7-IIIжк          | ПН-350-16-7-III           | ПН-400-26-7-II              |
| № 4                                                     | ПН-400-26-7-IIIжк          | ПН-350-16-7-I             | ПН-400-26-7-Vм              |
| № 5                                                     | ПН-400-26-7-IIIжк          | Нет                       | Нет                         |
| <b>Подогреватели высокого давления (ПВ):</b>            |                            |                           |                             |
| № 5                                                     | Нет                        | ПВ-700-265-13             | ПВ-800-230-14               |
| № 6                                                     | ПВ-900-380-18-I            | ПВ-700-265-31             | ПВ-800-230-21               |
| № 7                                                     | ПВ-1200-380-42-I           | ПВ-700-265-45             | ПВ-800-230-32               |
| № 8                                                     | ПВ-900-380-66-I            | Нет                       | Нет                         |
| <b>Подогреватели сетевой воды горизонтальные (ПСГ):</b> |                            |                           |                             |
| № 1                                                     | ПСГ-5000-2,5-8-I           | ПСГ-5000-3,5-8-I          | ПСГ-5000-3,5-8-II           |
| № 2                                                     | ПСГ-5000-3,5-8-I           | ПСГ-5000-3,5-8-I          | ПСГ-5000-3,5-8-II           |
| <b>Конденсатные насосы ПСГ № 1 и 2</b>                  | КсВ-320-160 (5)            | КсВ-320-160-2 (4)         | КсВ-320-160 (5); Кс-32-150  |
| <b>Эжекторы:</b>                                        |                            |                           |                             |
| циркуляционной системы                                  | ЭП-1-1100-I                | ЭП-1-1100-I               | Нет                         |
| пусковой основной                                       | ЭП-1-1100-I                | ЭП-1-1100-I               | ЭП-1-1100-I                 |
| уплотнений с конденсатором                              | ЭПО-3-135-II (2)<br>ЭУ-120 | ЭП-3-700-I (2)<br>ПС-50-I | ЭПО-3-135-I (3)<br>ЭУ-120-I |
| <b>Конденсатный насос турбины</b>                       | КсВ-500-150 (3)            | КсВ-300-100 (3)           | КсВ-320-160 (2)             |
| <b>Охладитель основного конденсата</b>                  | 1200-ТвВ-16-М1-25ГБ-4 (2)  | Нет                       | Нет                         |
| <b>Охладитель конденсата ПСГ</b>                        | 1200-ТвВ-16-М1-25ГБ-4 (3)  | .                         | .                           |
| <b>Сливной насос ПН № 2</b>                             | Кс-50-55                   | Кс-32-150                 | Кс-80-155                   |
| <b>Сливной насос ПН № 3</b>                             | Кс-80-155                  | Кс-80-155/(3)             | Кс-80-155 (2)               |
| <b>Сальниковый подогреватель</b>                        | Нет                        | ПН-100-16-4-III           | ПС-250-30-0,5-I             |
| <b>Охладитель пара из уплотнений с эжектором</b>        | .                          | ПС-50-I                   | ПС-250-8-0,5                |
| <b>Сальниковый подогреватель на сетевой воде</b>        | ПС-250-8-0,5               | ПСВ-90-7-15               | Нет                         |
| <b>Охладитель выпара конденсатороборудования ПСГ</b>    | ОВГ-200-2,5-8-II           | ОВГ-200-2,5-8-II          | .                           |
| <b>Трубопроводы в пределах установки</b>                | Комплект                   | Комплект                  | Комплект                    |
| <b>Обессоливающая установка**</b>                       | .                          | Нет                       | Нет                         |
| <b>Маслоохладители турбин</b>                           | М-240м (3)                 | МБ-63-90 (3)              | М-240м (3)                  |
| <b>Маслоснасосы турбины:</b>                            |                            |                           |                             |
| с двигателями переменного тока                          | 8НДв (2)                   | ЦНСМ-300-480;<br>Д-200-36 | ЦНСМ-300-240;<br>Д-200-36   |
| с двигателями постоянного тока                          | 5НДв (2)                   | Д-200-95                  | Д-100-23                    |

\* Характеристики вспомогательного оборудования турбин см. в табл. 3.2, 3.3; цифрой в скобках за обозначением в каталогах заводско-изготовителей насосов.

\*\* В состав комплектующего оборудования не входит.

Примечание. Вспомогательное оборудование, комплектующее электрогенераторы в системы регулирования, комплектующее турбоустановки, подлежит уточнению по техническим условиям на поставку турбин, дей

## (тип турбины, завод-изготовитель, тип и количество единиц комплектующего

| Т-110/120-130-4 (УТМЗ)                                                               | ПТ-135/165-130/15 (УТМЗ)                                                       | ПТ-80/100-130/13 (ЛМЗ)                                                            | Р-100/107-130/15 (УТМЗ)                            | Р-50-130/13 (ЛМЗ)                               |
|--------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|-------------------------------------------------|
| ПН-250-16-7-IIIсв<br>ПН-250-16-7-IVсв<br>ПН-250-16-7-IVсв<br>ПН-250-16-7-IVсв<br>Нет | ПН-300-16-7-IIIсв<br>ПН-300-16-7-IVсв<br>ПН-400-26-7-V<br>ПН-400-26-7-V<br>Нет | Встроен в конденсатор<br>ПН-130-16-10-II<br>ПН-200-16-7-I<br>ПН-200-16-7-I<br>Нет | Нет<br>.<br>.<br>.                                 | Нет<br>.<br>.<br>.                              |
| ПВ-425-230-13-I<br>ПВ-425-230-23-I<br>ПВ-425-230-35-I<br>Нет                         | ПВ-800-230-14<br>ПВ-800-230-21<br>ПВ-800-230-32<br>Нет                         | ПВ-425-230-23-I<br>ПВ-425-230-35-I<br>ПВ-500-230-50-I<br>Нет                      | ПВ-425-230-23м<br>ПВ-425-230-23м<br>ПВ-350-230-50м | ПВ-425-230-23<br>ПВ-425-230-35<br>ПВ-500-230-50 |
| ПСГ-2300-2-8-I<br>ПСГ-2300-3-8-II<br>КсВ-320-160 (3)                                 | ПСГ-1300-3-8-I<br>ПСГ-1300-3-8-I<br>Кс-80-155 (5)                              | ПСГ-1300-3-8-I<br>ПСГ-1300-3-8-I<br>Кс-125-140 (3)                                | Нет<br>.<br>.<br>.                                 | Нет<br>.<br>.<br>.                              |
| Нет                                                                                  | Нет                                                                            | ЭП-1-1100-I                                                                       | .                                                  | .                                               |
| ЭП-1-1100-I (2)<br>ЭП-3-2А (2)<br>ХЭ-90-550                                          | ЭП-1-1100-I<br>ЭП-3-2А (2)<br>ЭУ-120-I                                         | ЭП-1-1110-I<br>ЭП-3-700-I (2)<br>ПС-50-I                                          | .                                                  | .                                               |
| КсВ-320-160 (2)                                                                      | КсВ-320-160 (3)                                                                | Кс-80-155 (3)                                                                     | .                                                  | .                                               |
| Нет                                                                                  | Нет                                                                            | Нет                                                                               | .                                                  | .                                               |
| .                                                                                    | .                                                                              | .                                                                                 | .                                                  | .                                               |
| Кс-32-150 (2)<br>Кс-80-155<br>ПН-100-16-4-IIIсв                                      | Кс-32-150<br>Кс-80-155<br>ПН-250-16-7-IIIсв                                    | Кс-80-155<br>Нет                                                                  | .                                                  | ПС-50-I                                         |
| Нет                                                                                  | Нет                                                                            | .                                                                                 | .                                                  | Нет                                             |
| .                                                                                    | .                                                                              | .                                                                                 | .                                                  | .                                               |
| .                                                                                    | .                                                                              | .                                                                                 | .                                                  | .                                               |
| Комплект                                                                             | Комплект                                                                       | Комплект                                                                          | Комплект                                           | Комплект                                        |
| Нет                                                                                  | Нет                                                                            | Нет                                                                               | Нет                                                | Нет                                             |
| Встроены в мас-<br>лобак                                                             | Встроены в мас-<br>лобак                                                       | МБ-63-90 (2)                                                                      | Встроены в мас-<br>лобак                           | МБ-63-90 (2)                                    |
| ЦНСМ-300-240;<br>Д-200-36<br>Д-100-23                                                | 8МС7×4;<br>5НДв<br>4НДв                                                        | 8МС7×8;<br>5НДв<br>4НДв                                                           | 8МС7×4;<br>5НДв<br>4НДв                            | ЦНСМ-180-425т;<br>Д-200-36<br>Д-200-95          |

чениями аппарата указано число устанавливаемых аппаратов (более одного). Характеристики насосов приводят-

рованы турбины, а также охлаждения и смазки генератора, в табл. 3.1 не включено. Вспомогательное обо-  
рудованье на год применения оборудования.

ление о составе оборудования применяемых на современных ТЭЦ (см. гл. 1) паротурбинных агрегатов, основные сведения по которым и приводятся ниже.

В комплект вспомогательного оборудования турбины входят регенеративные подогреватели низкого и высокого давления, эжекторные установки для поддержания вакуума в конденсаторе турбины, подогреватели сетевой воды, конденсатные и другие насосы. В зависимости от типа (назначения) турбины и ее мощности изменяются состав, номенклатура и типоразмер комплектующего вспомогательного оборудования. Наиболее развитую систему регенерации имеет теплофикационная турбина типа Т-250/300-240-3 с номинальной мощностью 250 МВт. Принципиальная тепловая схема установки с этой турбиной, представленная на рис. 3.1, наиболее полно отражает состав вспомогательного оборудования рассматриваемого узла ТЭЦ. Теплофикационные энергоблоки Т-250 имеют тепловую мощность 407 МВт (350 Гкал/ч) и устанавливаются на отопительных ТЭЦ большой мощности. Следует обратить внимание на некоторые особенности блочной турбоустановки Т-250, определяемые условиями работы ее на паре с сверхкритическими параметрами 23,6 МПа (240 кгс/см<sup>2</sup>), 540 °С, а именно: на линии турбинного конденсата устанавливается специальная блочная обессоливающая установка (БОУ), предназначенная для защиты тракта турбинного конденсата от солей, которые могут попасть в него с утечками охлаждающей конденсатор турбины циркуляционной воды или с сетевой водой, проходящей через подогреватели сетевой воды при расстройках или повреждениях трубных систем этих элементов турбоустановки. Блочная обессоливающая установка представляет собой группу катионитовых фильтров, поставляемых ТКЗ в виде отдельного блока. В связи с тем что работа катионитных фильтров возможна при температуре проходящей в них воды, не превышающей 40 °С, предусматривается установка охладителей конденсата 15 и 17. В качестве основного питательного насоса применен паровой турбонасос 21, включенный в контур первого цилиндра среднего давления турбины. Питательный электронасос 22 является дублирующим (резервным). В схемах ТЭЦ с турбинами других типов применяются только электропитательные насосы. Конструкция питательных насосов котлов блоков Т-250 с рабочим давлением 25 МПа (255 кгс/см<sup>2</sup>) требует установки перед ними специальных, так называемых бустерных насосов, которые и показаны на рассматриваемой схеме (20). В схемах турбоустановок с турбинами на рабочее давление пара 12,7 МПа (130 кгс/см<sup>2</sup>) их нет. В остальной схеме регенерации и узла теплофикации турбоустановок с турбинами Т-180, Т-175, Т-100, ПТ-135, ПТ-80 аналогичны рассмотренной. Исключение составляют турбины с противодавлением типов Р-100 и Р-50, вспомогательное оборудование которых состоит только из регенеративных подогревателей высокого давления. В табл. 3.1 приводится перечень вспомогательного оборудования, входящего в комплект поставки всех рассматриваемых турбоустановок. Технические характеристики вспомогательного оборудования турбоустановок, условия его поставки и монтажа приводятся в технических условиях (ТУ) на поставку турбин (см. табл. 1.1); характеристики насосов турбоустановок см. [32].

Одним из элементов, комплектующих любую из рассматриваемых турбоустановок, являются трубопроводы в пределах установки, поставляемые в комплекте с турбоустановками специализированными заводами. Показанные на схеме турбоустановки (см. рис. 3.1) деаэратор питательной воды, являющийся также регенеративным подогревателем, питательные насосы, бустерные насосы, БОУ в состав оборудования,

комплектующего собственно турбину, не входят. Это оборудование является общестанционным, поставляемым по спецификации проектировщиков ТЭЦ, и поэтому в перечень вспомогательного оборудования (см. табл. 3.1) оно не включено. Следует также отметить, что все турбоустановки для забора конденсата из конденсаторов снабжаются специальными вакуумными конденсатными насосами; в конденсаторах рассматриваемых паровых турбин часть поверхности охлаждения выделена в специальный отсек (так называемый встроенный пучок), предназначенный для подогрева теплофикационной воды (сетевой или подпиточной) паром, поступающим в конденсатор из турбины (см. гл. 1).

Как отмечалось выше, все вспомогательное оборудование, комплектующее турбоустановки, выбирается заводами-поставщиками турбин, ими же разрабатываются с участием головных проектных организаций типовые компоновки турбоустановок, где фиксируется местоположение всего основного (турбина, генератор) и вспомогательного оборудования, а также трубопроводов в пределах турбоустановки. Компоновка турбоустановок с турбинами ПТ-135/165-130/13 мощностью 135/165 МВт и Т-175/210-130 мощностью 175/210 МВт представлена на рис. 1.12.

Регенеративные подогреватели высокого (ПВ) и низкого (ПН) давления (по перечню в табл. 3.1) для ТЭЦ рассматриваемого профиля имеют характеристики, приведенные в табл. 3.2. Конструкция одного из ПВ, поставляемого ТКЗ для турбоустановок, в качестве примера показана на рис. 3.2. Трубная система ПВ выполнена в виде спиральных змеевиков, размещаемых в разъемном сварном корпусе, и состоит из трех элементов — зоны охлаждения перегретого пара, зоны

Таблица 3.2. Регенеративные подогреватели высокого давления ТКЗ и низкого давления (Саратовский завод энергетического машиностроения), комплектующие турбоустановки, указанные в табл. 3.1 [28, 29]

| Тип/размер                             | С какой турбиной поставляется | Полная площадь поверхности нагрева, м <sup>2</sup> | Рабочее давление по воде, кгс/см <sup>2</sup> | Номинальный расход воды, т/ч | Гидравлическое сопротивление (номинальное), м вод. ст. | Габарит*, мм | Масса**, т  |
|----------------------------------------|-------------------------------|----------------------------------------------------|-----------------------------------------------|------------------------------|--------------------------------------------------------|--------------|-------------|
| <b>Подогреватели высокого давления</b> |                               |                                                    |                                               |                              |                                                        |              |             |
| ПВ-425-230-13-I                        | T-100                         | 425                                                | 230                                           | 550                          | 25                                                     | 1732/7390    | 26,5/40,2   |
| ПВ-425-230-23-I                        | ПТ-80, T-100, P-100           | 425                                                | 230                                           | 550                          | 25                                                     | 1740/7390    | 28,3/42,0   |
| ПВ-425-230-35-I                        | T-100, ПТ-80; P-50            | 425                                                | 230                                           | 550                          | 25                                                     | 1760/7390    | 32,1/46,0   |
| ПВ-500-230-50-I                        | ПТ-80; P-50                   | 500                                                | 230                                           | 600                          | 42                                                     | 1772/8000    | 39,0/56,0   |
| ПВ-800-230-14                          | T-175, ПТ-135                 | 760                                                | 230                                           | 850                          | 15,4                                                   | 2280/9050    | 61,2/86,9   |
| ПВ-800-230-21                          | ПТ-135, T-175                 | 800                                                | 230                                           | 850                          | 11,0                                                   | 2280/9050    | 63,0/90,3   |
| ПВ-800-230-32                          | То же                         | 800                                                | 230                                           | 850                          | 12,0                                                   | 2280/9050    | 62,9/90,1   |
| ПВ-900-380-18-I                        | T-250/300                     | 900                                                | 380                                           | 950                          | 14,0                                                   | 2464/8860    | 76,5/106,5  |
| <b>Подогреватели низкого давления</b>  |                               |                                                    |                                               |                              |                                                        |              |             |
| ПН-250-16-7-I                          | ПТ-80                         | 200                                                | 16                                            | 350                          | —                                                      | 1224/4765    | 5,22/9,82   |
| ПН-250-16-7-IV                         | T-100                         | 250                                                | 16                                            | 400                          | —                                                      | 1224/5215    | 9,11/10,96  |
| ПН-250-16-7-III                        | T-100                         | 250                                                | 16                                            | 400                          | —                                                      | 1224/5215    | 6,30/11,15  |
| ПН-350-16-7-I                          | T-180                         | 350                                                | 16                                            | 350                          | —                                                      | —            | —           |
| ПН-350-16-7-III                        | T-180                         | 350                                                | 16                                            | 400                          | —                                                      | —            | —           |
| ПН-400-26-7-Внж                        | ПТ-135                        | 400                                                | 26                                            | 750                          | —                                                      | 1644/5895    | 11,24/20,60 |
| ПН-400-26-7-Пнж                        | T-250                         | 400                                                | 26                                            | 750                          | —                                                      | 1644/5895    | 11,24/20,60 |

\* В числителе — наружный диаметр корпуса, в знаменателе — полная высота (длина).

\*\* В числителе — сухого аппарата, в знаменателе — полностью заполненного водой.



конденсации пара и зоны охлаждения конденсата. Питательная вода подводится в ПВ снизу и распределяется на два стояка, из которых поступает в первую группу секций горизонтальных трубных спиралей. Пройдя эту часть змеевиков, вода собирается в распределительном коллекторе и переходит в следующую группу горизонтальных змеевиков. Из этой группы змеевиков большая часть воды отводится в сборный (выходной) коллектор, а меньшая часть перед входом в сборный коллектор проходит верхнюю группу горизонтальных змеевиков, расположенную в зоне охлаждения перегретого пара. Выход воды из ПВ, так же как и вход, — снизу, отвод конденсата также снизу — каскадный, в направлении, обратном потоку питательной воды (см. рис. 3.1). По питательной воде ПВ включаются последовательно.

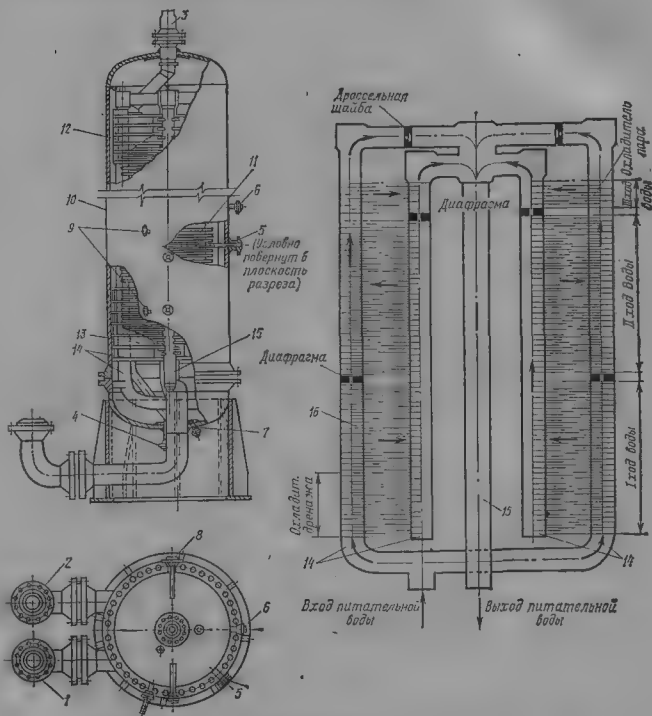


Рис. 3.2. Конструкция подогревателя высокого давления (ПВ):

1 — подвод питательной воды; 2 — отвод питательной воды; 3 — подвод греющего пара; 4 — отвод конденсата греющего пара; 5 — отсос воздуха; 6 — впуск воздуха из других подогревателей; 7 — слив основного конденсата; 8 — подвод конденсата из других подогревателей; 9 — патрубки к снижению указателю уровня; 10 — корпус подогревателя; 11 — греющая секция подогревателя; 12 — охладитель дренажа; 13 — распределительные коллекторы питательной воды; 14 — сборный коллектор питательной воды; 15 — змеевик из двойных спиралей

Подогреватель низкого давления показан на рис. 3.3. Подогреватель вертикальный и состоит из трех основных частей — верхней водяной камеры с штуцерами для подвода и отвода конденсата, корпуса и трубной системы с U-образными змеевиками. Нагреваемый конденсат движется по змеевикам в четыре (шесть) хода, образуемых перегородками в водораспределительной камере. Греющий пар поступает через штуцер 4 на корпус ПН, а конденсат отводится через штуцер в нижнем днище корпуса.

Сальниковые подогреватели выполняются также вертикальными.

В системе регенерации турбоустановок с турбиной Т-180/210-130 кроме основных подогревателей сетевой воды (ПСГ) применяют подогреватели сетевой воды типа ПСВ (подогреватели сетевой воды вертикальные, см. табл. 3.1), характеристики и описания которых приводятся ниже.

Все рассматриваемые турбоустановки комплектуются двумя горизонтальными ПСГ. Основные характеристики этих подогревателей приведены в табл. 3.3. Общий вид одного из типов ПСГ представлен на рис. 3.4. Конструкция других рассматриваемых ПСГ аналогична.

Для поддержания вакуума в конденсаторах турбины снабжаются одноступенчатыми паровыми эжекторами для пускового периода и трехступенчатыми — для периода длительной эксплуатации. Кроме того, турбоустановки снабжаются одноступенчатыми эжекторами для отсоса пара из уплотнений (см. табл. 3.1). Описание конструкций паровых эжекторов турбоустановок приведено в [30].

Для смазки подшипников и работы систем регулирования паровые турбины снабжаются маслоустановками, в которые входят маслонасосы и маслоохладители (см. табл. 3.1). Каждая турбина (кроме Т-250) имеет четыре центробежных маслонасоса: главный, постоянно работающий, с приводом от вала турбины; пусковой и резервный с приводами от электродвигателей переменного тока и резервный с приводом от электродвигателя постоянного тока, подключенного к аккумуляторной батарее ТЭЦ. Турбина Т-250 имеет четыре центробежных маслонасоса — два с приводами от двигателей переменного тока, подключенных к разным фидерам распределительного устройства ТЭЦ, и два — с приводами от двигателей постоянного тока, подключаемых к

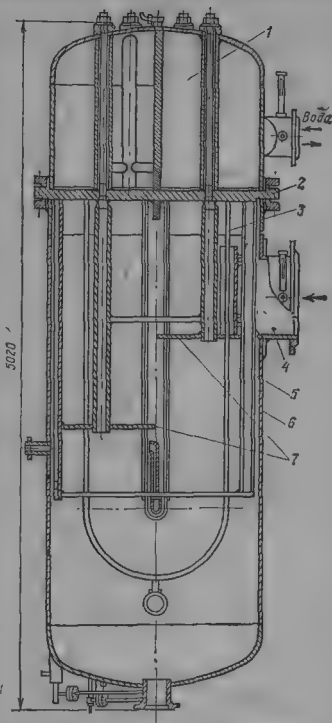


Рис. 3.3. Конструкция подогревателя низкого давления (ПН):

1 — водяная камера; 2 — трубная доска; 3 — трубная система; 4 — патрубок для подвода греющего пара; 5 — корпус; 6 — каркас трубной системы; 7 — перегородка трубной системы

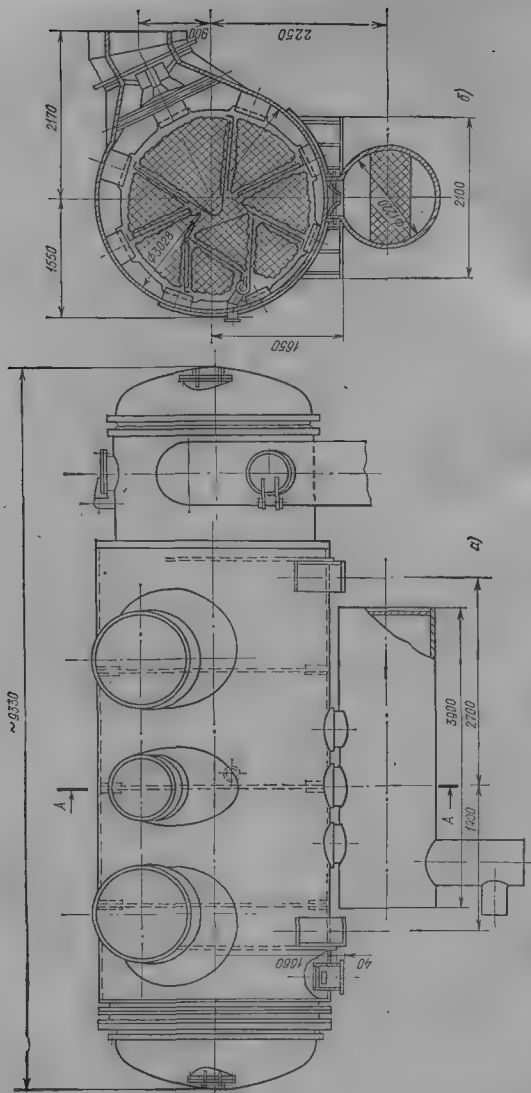


Рис. 3.4. Общий вид горизонтального подогревателя сетевой воды (ИСТ) площадью поверхности нагрева 2300 м<sup>2</sup>, выпускаемого ПО Турбомоторный завод (г. Свердловск):  
 а — общий вид; б — разрез

Таблица 3.3. Подогреватели сетевой воды [26], комплектующие турбоустановки, указанные в табл. 3.1

| Типоразмер    | Площадь поверхности теплообмена, м² | Расчетное избыточное давление воды, кгс/см² | Номинальный расход воды, т | Гидравлическое сопротивление воды при номинальном расходе, м вод. ст. | С какой турбины поставляется | Габарит*, мм |
|---------------|-------------------------------------|---------------------------------------------|----------------------------|-----------------------------------------------------------------------|------------------------------|--------------|
| 5000-2,5-8-I  | 5000                                | 8                                           | 6000                       | 9,7                                                                   | T-250/300                    | 3632/12720   |
| 5000-3,5-8-I  | 5000                                | 8                                           | 6000                       | 9,7                                                                   | T-250/300                    | 3640/11620   |
| 5000-2,5-8-II | 5000                                | 8                                           | —                          | 9,7                                                                   | —                            | —            |
| 5000-3,5-8-II | 5000                                | 8                                           | —                          | 9,7                                                                   | T-175/210                    | —            |
| 2300-3-8-I    | 2300                                | 8                                           | 3500                       | 6,7                                                                   | T-100/120                    | 3024/9130    |
| 1300-3-8-I    | 1300                                | 8                                           | 2000                       | 4,2                                                                   | ПТ-135/165,<br>ПТ-80/100     | 2132/7790    |

\* В числителе — наружный диаметр корпуса, в знаменателе — полная длина, мм.

разным секциям аккумуляторной батареи ТЭЦ. Один из маслососов на переменном токе является главным, второй — резервным; маслососы на постоянном токе — аварийные. Для охлаждения масла применяются трубчатые поверхностные теплообменники, охлаждаемые циркуляционной водой. Описания и технические характеристики их приведены в [28]. Турбины T-100, ПТ-135 и P-100 оборудуются маслоохладителями, встроенными в маслобаки турбин, турбины ПТ-175 и T-250 имеют маслоохладители M-240, турбины ПТ-80, P-50 и T-180 — маслоохладители M-63-90. Маслоохладители по маслу и воде включаются параллельно. Циркуляционная охлаждающая вода после маслоохладителей должна сбрасываться в сливную линию (не в циркуляционную систему). Давление воды, подаваемой в маслоохладители, должно быть не более 0,1 МПа (1 кгс/см²).

### 3.2. Оборудование водопитательных установок

В состав водопитательной установки ТЭЦ входят: основные деаэраторы питательной воды; питательные электронасосы; паровые питательные насосы (если предусматривается их установка); деаэраторы добавочной воды и конденсата (I ступень деаэрации); перекачивающие насосы деаэраторов I ступени; пароводяные подогреватели, устанавливаемые за деаэратором I ступени (если таковые имеются в схеме); регенеративные подогреватели низкого давления (ПНД), подогревающие питательную воду до поступления ее в основные деаэраторы; регенеративные подогреватели высокого давления (ПВД), подогревающие питательную воду после основных деаэраторов [являются принадлежностью турбоустановок (см. § 3.1)].

**Деаэраторы.** Деаэрация питательной воды котлов является обязательной для всех паротурбинных электростанций. Присутствие в питательной воде кислорода и углекислоты приводит к коррозии питательных трубопроводов, кипятильных труб и барабанов котлов, в результате которой могут произойти тяжелые аварии.

По правилам технической эксплуатации электростанций [26] для ТЭЦ высокого давления допускается остаточное содержание кислорода за основными деаэраторами (до ввода обескислороживающих химических реагентов) 10 мкг/кг, углекислота должна отсутствовать (при не-

необходимости остаточная свободная углекислота должна связываться химическим путем). На ТЭЦ высокого давления [с параметрами свежего пара 13,7 МПа (140 кгс/см<sup>2</sup>), 560 °С и выше] должна применяться двухступенчатая деаэрация питательной воды. Первой ступенью деаэрации является деаэрация конденсатов, возвращаемых на ТЭЦ с производства, и химически очищенной (обессоленной) воды, добавляемой в цикл ТЭЦ.

На ТЭЦ рассматриваемого профиля I ступень деаэрации воды осуществляется в вакуумных деаэраторах (ДВ, см. рис. 1.10), II ступень деаэрации осуществляется в термических деаэраторах повышенного давления (0,6—0,7 МПа) струйно-барботажного типа (ДП). Вода из деаэраторов I ступени поступает в основные деаэраторы через регенеративные подогреватели низкого давления турбоустановки [3]. На блочных чисто отопительных ТЭЦ с небольшими добавками воды в цикл I ступень деаэрации может осуществляться в конденсаторах паровых турбин.

Требование двухступенчатой деаэрации питательной воды определяется следующими обстоятельствами: основные деаэраторы обеспечивают требуемую дегазацию питательной воды ( $O_2$  — 10 мкг/кг и  $CO_2$  отсутствует) при условии, что в исходной воде содержание этих газов будет не более 1 мг/кг. Конденсат, возвращаемый с производства, и химически обработанная вода, восполняющая потери конденсата, обычно имеют содержание указанных газов более 1 мг/кг. На ТЭЦ добавки химически обработанной воды могут достигать 50% расхода питательной воды и более, поэтому для уверенности в получении деаэрированной питательной воды, отвечающей указанным выше требованиям, на ТЭЦ высокого давления всегда производится двухступенчатая деаэрация питательной воды.

Деаэраторы повышенного давления (основные ДП) изготавливаются по ГОСТ 16860-77 Барнаульским котельным заводом на производительность 225, 500 и 1000 т/ч. На рассматриваемых ТЭЦ с котлами на давление 13,7 МПа (140 кгс/см<sup>2</sup>) применяются деаэраторы производительностью 500 и 1000 т/ч на давление 0,6—0,7 МПа. В теплофикационных моноблоках с турбинами Т-250/300-240-3 на давление 23,6 МПа (240 кгс/см<sup>2</sup>) применяются деаэраторы производительностью 1000 т/ч на давление 0,7 МПа.

Деаэратор конструкции ЦКТИ—БКЗ состоит из деаэрационной колонки струйно-барботажного типа, вертикально установленной на горизонтальном цилиндре.

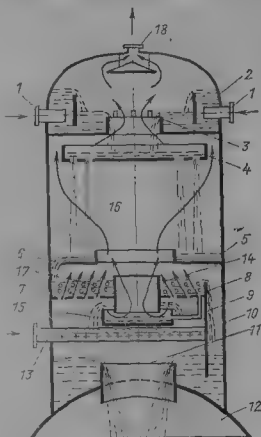


Рис. 3.5. Конструктивная схема колонки деаэратора повышенного давления системы ЦКТИ—БКЗ:

1 — штуцер для ввода деаэрируемой воды; 2 — смесительное устройство; 3 — горловина смесительного устройства; 4 — дырчатая тарелка; 5 — перепускная тарелка с сегментным отверстием; 6 — сегментное отверстие; 7 — непрямая барботажная тарелка; 8 — порог; 9 — пелоридок; 10 — корпус колонки; 11 — горловина аккумуляторного бака деаэратора; 12 — бак-аккумулятор деаэрированной воды; 13 — коллектор для ввода греющего пара деаэратора; 14 — пароперепускная труба; 15 — поддон-гидрозатвор; 16 — зона струйной обработки воды; 17 — зона барботажной обработки воды; 18 — штуцер для отвода пара

Таблица 3.4. Технические характеристики деаэраторов повышенного давления (типоразмеров, применяемых на промышленно-отопительных ТЭЦ высокого давления) и охладители выпара к ним (БКЗ)

| Характеристики                                            | Типоразмеры деаэраторов |              |
|-----------------------------------------------------------|-------------------------|--------------|
|                                                           | ДП-500                  | ДП-1000      |
| Обозначение по номенклатуре БКЗ                           | ДП-500 М-2              | ДП-1000-4    |
| Производительность, т/ч                                   | 500                     | 1000         |
| Рабочее давление (абсолютное), МПа (кгс/см <sup>2</sup> ) | 0,7 (7,0)               | 0,7 (7,0)    |
| Рабочая температура, °С                                   | 164,2                   | 164,2        |
| Диаметр колонки, м                                        | 2,0                     | 2,4          |
| Высота колонки, мм                                        | 3150                    | 4000         |
| Вместимость бака полезная, м <sup>3</sup> *               | 100, 120                | 100          |
| Тип и число охладителей выпара                            | ОВ-18; 1 шт.            | ОВ-18; 2 шт. |

\* Баки поставляются под одну и две деаэрационные колонки.

дрическом баке-аккумуляторе деаэрированной воды и охладителя выпара из деаэратора. Схема деаэрационной колонки ДП представлена на рис. 3.5 (конструкции колонок 500 и 1000 т/ч аналогичны). Работа деаэратора протекает следующим образом: деаэрируемая вода через штуцера вводится в смесительное устройство, из которого через горловину сливается на перфорированную тарелку; из нее вода тонкими струями сливается на перепускную тарелку, встречаясь при этом с идущим навстречу потоком пара и нагреваясь им до температуры насыщения [при давлении 0,7 МПа (7 кгс/см<sup>2</sup>) 164°С]. Далее через сегментное отверстие вода сливается на барботажный непровальный лист, на котором обрабатывается струями пара, выходящими через отверстия барботажного листа, и через порог сливается вниз колонки. Лист, корпус колонки и горловина образуют гидрозатвор, препятствующий проходу пара в обвод барботажного устройства. Затем вода через горловину сливается в бак-аккумулятор. Пар подается через коллектор. Перфорация барботажного листа должна обеспечивать под ним устойчивую паровую подушку, исключающую проход воды через отверстия в нем. При давлении в паровой подушке примерно 1275 Па (130 мм вод. ст.) в работу включается пароперепускная труба, по которой излишний пар проходит в обвод барботажного листа. Нижний конец перепускной трубы вместе с поддоном образует гидрозатвор, в который постоянно поступает часть воды с барботажного листа. Через штуцер колонка соединяется с охладителем выпара.

Технические характеристики деаэраторов повышенного давления приведены в табл. 3.4. По ГОСТ 16860-77 колонки ДП рассчитаны на подогрев деаэрируемой воды (разность между температурой насыщения, соответствующей рабочему давлению в деаэраторе, и средней расчетной температурой поступающих в деаэратор потоков воды), равный 10—40°С. В случаях подачи в деаэратор воды, требующей большего подогрева, перед деаэраторами должны устанавливаться предвключенные подогреватели. Необходимым условием эффективной работы деаэратора является догрев воды в нем до температуры насыщения, соответствующей рабочему давлению в деаэраторе. Недогрев воды даже на несколько градусов приводит к резкому увеличению остаточного содержания кислорода в деаэрированной воде. Поэтому все термические деаэраторы обязательно снабжаются автоматическими регуляторами давления, поддерживающими соответствие между поступлением пара и воды в колонку. Эти регуляторы работают по импульсу от давления в деаэраторе.

Для защиты от превышения допустимого давления ДП должны быть оборудованы предохранительными клапанами, устанавливаемыми на трубопроводе греющего пара. Для защиты от аварийного повышения уровня воды деаэраторы должны иметь автоматические регуляторы перелива и указатели уровня воды в баках. Производительность деаэраторов (суммарная) определяется по расходу питательной воды котлами с учетом их непрерывной продувки и расхода питательной воды на впрыск в редукционно-охладительные установки и охладители пара. На блочных ТЭЦ с моноблоками устанавливается один деаэратор на каждый блок. При установке дубли-блоков устанавливают два деаэратора (по числу котлов в блоке).

На ТЭЦ с поперечными связями должно быть не менее двух деаэраторов повышенного давления. Резервных деаэраторов не устанавливают. Суммарного запаса питательной воды в баках деаэраторов должно хватать на 7 мин работы установки в расчетном режиме ТЭЦ. Полезная вместимость деаэраторных баков принимается равной 85% их геометрического объема.

Минимальная допустимая производительность ДП на 500 и 1000 т/ч равна 15 % номинальной. Они должны устанавливаться в деаэраторной или бункерно-деаэраторной этажерке ТЭЦ (см. рис. 1.12) на отметках, превышающих отметку входа воды в питательный или бустерный насос, чем обеспечивается необходимый подпор воды во всасывающем его патрубке для исключения явления кавитации. Этот подпор предопределяется конструкцией насоса и принимается по согласованию с заводом-изготовителем с учетом сопротивления всасывающего трубопровода. Конструкции колонок ДП и деаэраторных баков для них представлены на чертежах, помещенных в [28]. Аппараты ДП подчиняются правилам [31], утвержденным Госгортехнадзором СССР.

*Охладители выпара ДП* предназначены для утилизации теплоты парогазовой смеси, выходящей из ДП. Деаэраторы ДП-500 и ДП-1000 комплектуются охладителями выпара типа ОВ-18 (см. табл. 3.4), представляющими собой вертикальные цилиндрические поверхностные теплообменники с площадью поверхности нагрева  $18 \text{ м}^2$  на давление 0,7 МПа. Конструкция ОВ-18 представлена в [28]. В качестве охлаждающей воды в охладителях выпара ДП обычно используется основной конденсат турбин или добавочная вода после деаэраторов I ступени (см. рис. 1.10). Конденсат ОВ сливается в дренажные баки.

*Вакуумные деаэраторы*, выпускаемые Саратовским заводом энергетического машиностроения, используются на ТЭЦ в качестве деаэратора I ступени. Конструктивная схема ДВ представлена на рис. 3.6, а схема сборки его — на рис. 3.7.

Греющими теплоносителями деаэратора являются производственный конденсат и пар (если теплоты производственного конденсата для обогрева деаэратора недостаточно).

В поперечном сечении деаэратор представляет собой барабан с внутренним диаметром 3 м, длиной около 2000 мм для деаэратора производительностью 400 т/ч и около 4000 мм — 800 т/ч.

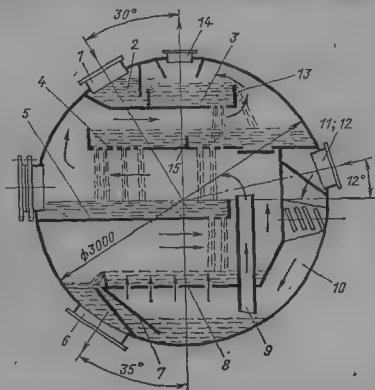
Барабан имеет плоские днища и опоры, как у обычных деаэраторных баков. Высота от низа опорной конструкции до оси барабана 1716, полная высота деаэратора 3440 мм. Деаэратор на 400 т/ч отвечает всем требованиям, предъявляемым к деаэраторам на 300 и 200 т/ч, а деаэратор на 800 т/ч заменяет деаэратор на 600 т/ч. Химически обессоленная вода поступает в барабан через штуцер А соответственно для деаэраторов на 400 и 800 т/ч диаметром  $426 \times 9$  или  $530 \times 10$  мм (см. рис. 3.7), греющая среда подводится через штуцера Б и В диаметром  $2 \times 426 \times$

×9 мм (или 530×10), деаэрированная вода выходит из барабана через штуцер Г диаметром 630×10 мм (или 720×10), и отсос газов производится через штуцер Д диаметром 273×8 мм (в скобках указаны диаметры штуцеров для ДВ-800). По окружности штуцера размещены, как показано на рис. 3.7.

Так как по отношению к вакуумной среде деаэратора подаваемый в него производственный конденсат перегрет, то в испарительном отсеке он вскипает. Часть пара через короб подается в зону струйной деаэрации, а остальной пар проходит через отверстия барботажного листа, подвергая барботажу воду перед выходом ее из деаэратора. Оставшаяся

Рис. 3.6. Конструктивная схема вакуумного деаэратора производительностью 400 т/ч ЦКТИ—СЗЭМ:

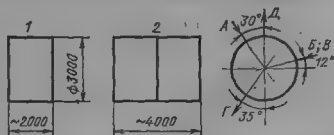
1—штуцер для подвода исходной воды; 2—сборный коллектор исходной воды; 3—первая тарелка; 4—вторая тарелка; 5—третья тарелка; 6—штуцер для отвода деаэрированной воды; 7—канал для частичного выхода греющего теплоносителя; 8—барботажный лист; 9—перепускная труба; 10—отсек греющего теплоносителя; 11, 12—штуцера для подвода греющих теплоносителей (конденсат, пар); 13—порог; 14—штуцер для отвода неконденсирующихся газов; 15—порог



ся вода вытесняется по каналу и смешивается с деаэрированной водой. Первая тарелка выполняет функции охладителя (конденсатора) выпара, поэтому рассмотренная конструкция деаэратора не требует установки поверхностного охладителя выпара. Исходная вода через штуцер 1 поступает в сборный коллектор и далее на первую тарелку. Перфорация первой тарелки рассчитана на пропуск 30% воды, остальная во-

Рис. 3.7. Схема сборки вакуумных деаэраторов ЦКТИ—СЗЭМ:

1—деаэратор на 400 т/ч; 2—деаэратор на 800 т/ч; А(1)—штуцер; Б, В—штуцера (11, 12); Г—штуцер (6); Д—штуцер (14) (номера позиций—см. рис. 3.6)



да—через порог 13 сливается на вторую тарелку. Прошедшая сквозь отверстия первой тарелки вода сливается струями также на вторую тарелку. Вторая тарелка является основной, ее зона перфорации секционирована перегородкой таким образом, что при минимальной нагрузке работает только часть отверстий тарелки, а при увеличении нагрузки включаются в работу все отверстия. Со второй тарелки вода стекает струями на третью тарелку, которая служит в основном для организации подачи воды на начало барботажного листа. Обработанная на несправном барботажном листе вода отводится из деаэратора через



штуцер 6. В деаэраторе выделен отсек 10, куда через штуцер 11 поступает греющий теплоноситель — горячий конденсат и через штуцер 12 — пар, если теплоты конденсата, поступающего в ДВ, недостаточно для подогрева деаэрируемой воды до требуемой температуры.

При обогреве деаэратора только за счет теплоты производственно-го конденсата давление в нем (вакуум) должно поддерживаться таким образом, чтобы средняя температура смешиваемых в деаэраторе потоков воды (включая конденсат) была равна температуре насыщения. Практически с помощью эжекторов можно поддерживать вакуум 0,0075 МПа, что соответствует температуре 40°C. При обогреве деаэратора с добавкой пара давление в нем поддерживается таким, чтобы температура деаэрированной воды в баке (температура насыщения) была на 5—10°C выше средней температуры смешиваемых потоков воды, входящих в деаэратор.

Отсос неконденсирующихся газов из рассмотренных ДВ производится пароструйным эжектором. Устройства для создания вакуума выбираются по количеству газа, подлежащего отсосу из деаэратора, а вернее — парогазовой смеси, так как вместе с газами (кислород, азот, углекислота) из деаэратора отсасывается частично и водяной пар.

Основной величиной для выбора типа или конструктивных размеров пароструйного эжектора является объемная расчетная производительность эжектора, равная, м<sup>3</sup>/ч, [30]

$$V_{в.р} = G_{в.р} \frac{R_B(t_{см.р} + 273)}{P_{в.р} - P_{п.р}^{пар}}, \quad (3.1)$$

где  $G_{в.р}$  — расчетное количество воздуха, подлежащее удалению из деаэратора, кг/ч;  $R_B$  — газовая постоянная для воздуха, Дж/(кг·К);  $t_{см.р}$  — температура отсасываемой из деаэратора паровоздушной смеси при расчетном режиме, °C;  $P_{в.р}$  — давление всасывания эжектора при расчетном режиме, Па;  $P_{п.р}^{пар}$  — парциальное давление водяного пара в отсасываемой смеси (давление насыщения при температуре  $t_{см.р}$ ), Па.

Максимальное выделение растворенных газов с учетом неплотностей в отсасывающем тракте обычно принимают равным 60 г газов на 1 т деаэрируемой воды; давление всасывания паровоздушной смеси (перед эжектором) у рассмотренных выше вакуумных деаэраторов 0,075 кг/см<sup>2</sup> (0,0075 МПа); температура отсасываемой смеси 30°C.

Для отсоса газов комплектно с рассмотренными выше деаэраторами поставляются трехступенчатые пароструйные эжекторы типа ЭП-3-25/75, имеющие следующие характеристики:

|                                                                                 |        |
|---------------------------------------------------------------------------------|--------|
| Объемная производительность по паровоздушной смеси, м <sup>3</sup> /ч . . . . . | 2850   |
| Давление рабочего пара, МПа . . . . .                                           | 0,5    |
| Расход рабочего пара, кг/ч . . . . .                                            | 1000   |
| Температура пара, °C . . . . .                                                  | 153    |
| Расход охлаждающей воды, т/ч . . . . .                                          | 70—165 |

К ДВ производительностью 400 и 800 т/ч поставляют по одному такому эжектору.

Эжекторы должны устанавливаться в непосредственной близости от ДВ. В зависимости от количества возвращаемого конденсата и его температуры давление (вакуум) в ДВ может изменяться в пределах от 0,0075 до 0,05 МПа. Пароструйные эжекторы при постоянных расходах и параметрах рабочего пара и охлаждающей воды обеспечивают условия саморегулирования в указанном диапазоне изменения давления.

Рассмотренные ДВ выполняются безъемкостными, слив деаэрированной воды в них должен производиться непрерывно. Заполнение во-

дой барабана деаэратора недопустимо; защита деаэратора от затопления водой производится с помощью отдельно стоящих бачков под деаэраторами с фиксируемым уровнем воды в них. Датчик уровня в этом бачке воздействует на автоматический клапан, регулирующий подачу добавочной воды в деаэратор. Для защиты от присосов в бачок воздуха из окружающей среды в нем организуется паровая подушка, для чего к нему подводится пар (см. рис. 1.10). Вместимость этих бачков принимается равной 10 м³. Вакуумные деаэраторы I ступени деаэрации устанавливаются в секции постоянного торца ТЭЦ на площадках с отметкой, превышающей отметку установки перекачивающих насосов для обеспечения нужного подпора воды при входе в перекачивающий насос (компенсация вакуума в деаэраторе плюс кавитационный запас по давлению по указаниям завода-изготовителя насосов).

**Питательные насосы.** На ТЭЦ с паровыми котлами на давление 13,7 МПа (140 кгс/см²), работающих в энергосистемах как блочных, так и с поперечными связями, устанавливаются центробежные питательные насосы с приводом от электродвигателей переменного тока (ПЭ). Количество и производительность ПЭ должны соответствовать [9]: для ТЭЦ с блочными схемами производительность ПЭ определяется максимальным расходом питательной воды с запасом не менее 5%. Моноблоки имеют один питательный насос. В дубли-блоках устанавливается по одному питательному насосу на каждый котел. Подача каждого насоса равна 50% суммарного расхода питательной воды. На складе должен храниться резервный насос — один на всю ТЭЦ. Для ТЭЦ с поперечными связями и включенных в энергосистему суммарная подача всех ПЭ должна быть такой, чтобы при выходе из строя одного насоса остальные обеспечивали работу котлов ТЭЦ с номинальной нагрузкой. Резервных питательных насосов не устанавливают. При определении требуемой подачи ПЭ должны учитываться расход воды на непрерывную продувку котлов и впрыск в редукционно-охладительные установки и пароохладители.

По нормам технологического проектирования ТЭЦ питательные насосы для регулирования подачи должны оборудоваться гидромуфтами, обеспечивающими плавное изменение частоты вращения насоса. Однако практически до настоящего времени большинство питательных насосов рассматриваемых промышленно-отопительных ТЭЦ гидромуфт не имеет.

Во избежание значительных потерь энергии в питательных насосах нагрузка котлотурбинных блоков должна поддерживаться близкой к расчетной. В дубли-блоках, имеющих два питательных насоса с пода-

Таблица 3.5. Питательные центробежные насосы с электроприводом для ТЭЦ высокого давления (ГОСТ 22337-77), применяемые на промышленно-отопительных ТЭЦ с рабочим давлением 13,7 МПа

| Типоразмер | Подача, м³/ч | Давление, МПа (м вод. ст.) | Частота вращения, об/мин | КПД, % | Тип и мощность электродвигателя, кВт |
|------------|--------------|----------------------------|--------------------------|--------|--------------------------------------|
| ПЭ-720-185 | 720          | 18,1 (2030)                | 2980                     | 82     | 2АЗМ-5000/6000; 5000                 |
| ПЭ-580-200 | 580          | 19,6 (2190)                | 2980                     | 81     | 2АЗМ-5000/6000; 5000                 |
| ПЭ-580-185 | 580          | 18,1 (2030)                | 2980                     | 81     | 2АЗМ-5000/6000; 5000                 |
| ПЭ-500-180 | 500          | 17,6 (1975)                | 2980                     | 78     | 2АЗМ-4000/6000; 4000                 |
| ПЭ-380-200 | 380          | 19,6 (2190)                | 2980                     | 77     | 2АЗМ-3200/6000; 3200                 |
| ПЭ-380-185 | 380          | 18,1 (2030)                | 2980                     | 77     | 2АЗМ-3200/6000; 3200                 |
| ПЭ-250-180 | 250          | 17,6 (1975)                | 2980                     | 75     | 2АЗМ-2000/6000; 2000                 |

Примечание. Подробнее см. [32] и заводскую техническую документацию. Все насосы рассчитаны на подачу воды с температурой 165°C.

чей по 50% суммарного расхода, условия регулирования подачи питательной воды более благоприятны, чем в моноблоках с одним питательным насосом.

Питательные электронасосы оборудуются индивидуальными маслоустановками для обеспечения смазки подшипников и зубчатых муфт, а также системами водяного охлаждения насосного агрегата. Устанавливаются питательные насосы в машинном зале ТЭЦ на собственных фундаментах, размещаемых в пределах секций турбоагрегатов (см. рис. 1.12). Общий вид питательного электронасоса представлен на рис. 3.8, а на рис. 3.9 и 3.10 приведены типовые схемы маслоустановки и водяного охлаждения этих насосов. Схема маслоустановки дана для на-

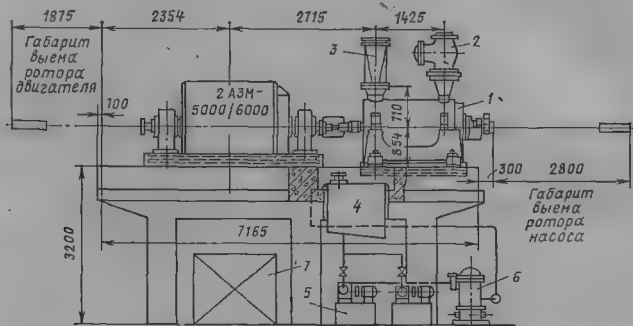


Рис. 3.8. Общий вид питательного электронасоса ПЭ-580-185-2 с электродвигателем 2АЭМ-5000/6000 без гидромуфты:

1 — электронасос питательный; 2 — обратный вертикальный клапан; 3 — приемный патрубок с сеткой; 4 — маслобак; 5 — маслонасос; 6 — маслоохладитель; 7 — воздухоохладитель

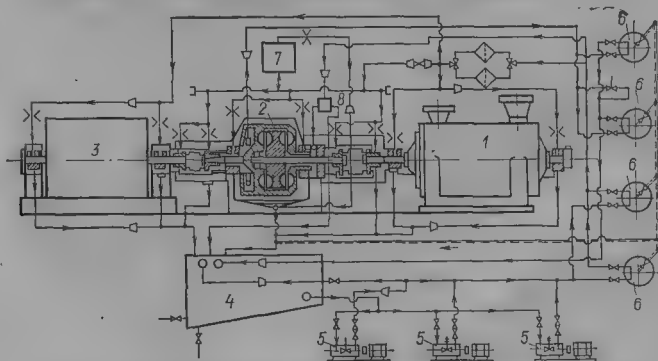


Рис. 3.9. Схема маслоустановки питательного насоса с гидромуфтой:

1 — питательный насос; 2 — гидромуфта; 3 — электродвигатель; 4 — маслобак; 5 — маслонасос; 6 — маслоохладитель; 7 — маслобак аварийный; 8 — золотник

соса с гидромuftой; переход к производству которой намечен на ближайшее время.

Основные характеристики питательных электронасосов, применяемых на рассматриваемых ТЭЦ, приведены в табл. 3.5. Насосы выпускаются производственным объединением Насосэнергомаш (г. Сумы).

Теплофикационные блоки с турбинами Т-250/300-240-3, работающие со сверхкритическими параметрами пара 25 МПа (255 кгс/см<sup>2</sup>) и 545 °С, имеют два центробежных питательных насоса: главный с приводом от вспомогательной паровой турбины мощностью 12,5 МВт и пускорезервный с приводом от электродвигателя переменного тока. Главный питательный турбонасос (ГОСТ 12209-66) рассчитан на максимальную по-

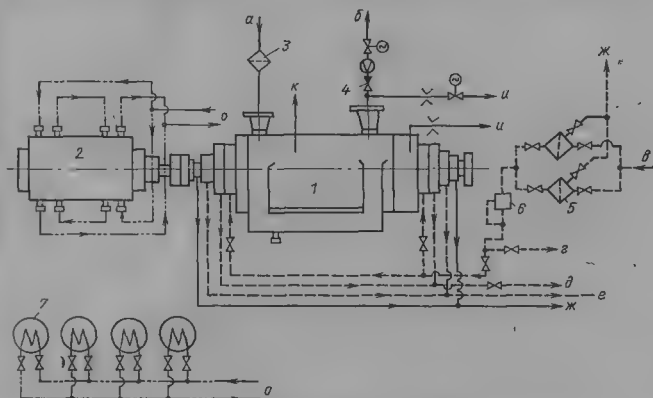


Рис. 3.10. Схема охлаждения питательного насосного агрегата:

1 — питательный насос; 2 — электродвигатель; 3 — приемный патрубок с сеткой; 4 — обратный клапан; 5 — фильтры; 6 — регулирующий клапан «после себя»; 7 — маслоохладители; а — из деаэратора; б — в питательную линию; в — подвод холодного конденсата (напорный); г — ко второму насосу; д — в конденсатор; е — в бак низких токов; ж — в сливную систему; з — в деаэратор; к — отбор из III ступени; о — к магистралям циркуляционной воды

дачу 1150 м<sup>3</sup>/ч питательной воды с давлением 34,6 МПа (340 кгс/см<sup>2</sup>) при температуре 165 °С.

Использование турбопривода для главного питательного насоса позволяет осуществлять прямое регулирование частоты вращения насоса в широких пределах, чем обеспечивается высокая экономичность питательного турбонасоса.

Пускорезервный питательный насос рассчитан на подачу 60% расчетного расхода питательной воды с давлением 29,4 МПа (300 кгс/см<sup>2</sup>).

Как главный питательный, так и пускорезервный насосы требуют значительного давления воды при входе в насос — 1,96—2,35 МПа (20—24 кгс/см<sup>2</sup>), которое не может быть обеспечено за счет разности отметок установки деаэраторов питательной воды и питательных насосов, поэтому перед питательными насосами устанавливаются так называемые бустерные насосы — два рабочих и один резервный. Максимальная подача воды в главный питательный насос обеспечивается двумя, а подача в пускорезервный насос — одним бустерным насосом. Более подробно о питательных насосах блока Т-250 см. [32].

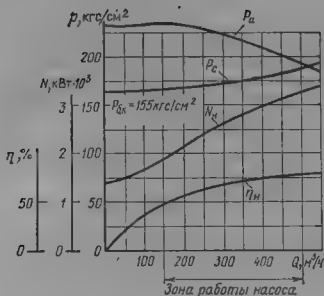


Рис. 3.11. Характеристики питательного насоса высокого давления:

$P_d$  — давление в напорном патрубке;  $P_c$  — характеристика сети;  $N_n$  — мощность, потребляемая насосом при  $n=2980$  об/мин;  $P_{б.к}$  — давление в барабане котла;  $\eta_n$  — КПД насоса при  $n=2980$  об/мин

Характеристики центробежных насосов (зависимости между количеством перекачиваемой жидкости  $Q$ , давлением жидкости за насосом  $H$  и частотой вращения  $n$ , рис. 3.11) обычно приводятся в каталогах насосов и технической документации заводов-изготовителей. Кроме линии  $Q=$

$=f(H)$  на характеристике насоса обычно показывается еще линия КПД, которая имеет весьма существенное значение, так как по ней можно судить об экономичности работы насоса в заданном режиме.

Мощность  $N$ , кВт, потребляемая центробежным насосом, определяется по формуле

$$N = \frac{QH\rho}{0,367\eta_n\eta_{дв}}, \quad (3.2)$$

где  $Q$  — подача насоса, м³/ч;  $H$  — давление, развиваемое насосом, МПа;  $\rho$  — плотность перекачиваемой воды, кг/м³;  $\eta_n$ ,  $\eta_{дв}$  — КПД насоса и двигателя, %.

Центробежные насосы с электроприводом рассчитываются на определенную частоту вращения, которая, как правило, соответствует стандартному значению частоты вращения двигателей, соединяемых с насосами непосредственно. Мощность на привод электронасоса при переменной нагрузке, кВт, можно найти по приближенной формуле (если чет характеристики насоса)

$$N = xN_{ном} + (1-x)n_NQ, \quad (3.3)$$

где  $N_{ном}$  — потребляемая мощность при номинальной нагрузке насоса, кВт;  $xN_{ном}$  — мощность холостого хода насоса, составляющая 30—40% мощности при максимальной подаче воды и не зависящая от подачи насоса;  $x$  — коэффициент холостого хода, равный 0,3—0,4;  $n_N = N_{ном}/Q_{ном}$  — удельная мощность (на единицу объема перекачиваемой жидкости) при номинальном режиме, т. е. при  $Q_{ном}$ .

Очевидно, что при снижении нагрузки насоса удельная мощность возрастает, поэтому при выборе насосов надо стремиться к тому, чтобы в рабочих условиях загрузка насоса была близкой к номинальной. При установке нескольких центробежных насосов для параллельной работы нужно выбирать насосы с одинаковой характеристикой. Загрузка насосов с разными характеристиками в процессе регулирования подачи изменяется неравномерно, и насосы могут не обеспечить нужную подачу воды в режимах, отличных от номинального, или будут работать неэкономично [32].

Расчетное давление питательного насоса  $P_{нас}$ , МПа, определяется из следующего выражения:

$$P_{нас} = P_k(1 + \Delta p) + P_{жк} + P_{ПВД} + P_{тр}^{нар} + P_{тр}^{вас} + P_{с.в} - P_{др}, \quad (3.4)$$

где  $p_k$  — избыточное давление в барабане котла;  $\Delta p$  — запас давления на открытие предохранительных клапанов, принимаемый для котлов с рабочим давлением более 10 МПа равным 8%;  $p_{эк}$  — сопротивление экономайзера котла;  $p_{пвд}$  — сопротивление регенеративных подогревателей высокого давления;  $p_{тр}^{наг}$  — сопротивление питательных трубопроводов от насоса до котла с учетом сопротивления автоматических регуляторов питания котлов;  $p_{тр}^{всас}$  — сопротивление всасывающих трубопроводов;  $p_{с.в}$  — давление, создаваемое столбом воды, равным по высоте расстоянию между осью барабана котла и осью деаэратора;  $p_{др}$  — давление в деаэраторе.

При подсчете сопротивлений плотность воды принимается по средней температуре ее в нагнетательном тракте, включая экономайзер. Методику расчета сопротивлений трубопроводов см. в [33].

Определенное расчетом давление в нагнетательном патрубке питательных насосов должно быть увеличено на 5—10% для запаса на непредвиденное увеличение сопротивления питательного тракта. На напорном патрубке центрального питательного насоса обязательно устанавливается обратный клапан.

Работа питательных насосов высокого давления с подачей ниже 25—30% номинального расхода не разрешается, так как это приводит к запариванию насосов. Для защиты от недопустимого снижения расхода питательной воды насосы высокого давления снабжаются специальными автоматически действующими сбросными клапанами и линиями рециркуляции, соединяющими их с деаэраторами, куда производится сброс воды.

### 3.3. Вспомогательное оборудование теплофикационных установок

Вода, подаваемая в тепловую сеть потребителей сетевой воды, на ТЭЦ рассматриваемого профиля подогревается в сетевых подогревателях турбоустановок и в пиковых подогревателях (см. рис. 1.10), которые относятся к основному теплофикационному оборудованию ТЭЦ. К вспомогательному теплофикационному оборудованию относятся: сетевые подогреватели внутреннего и пускового назначения, подпиточная установка теплосети, сетевые насосы I и II ступеней, рециркуляционные насосы водогрейных котлов.

Подогреватели сетевой воды (ПСВ). Вертикальные ПСВ для индивидуальной установки (не входящие в комплект турбоустановок) изготавливаются Саратовским заводом энергетического машиностроения по ТУ 108.271.101-76. Номенклатура этих подогревателей приведена в табл. 3.6 [28, 29].

Выбор ПСВ производится на основании теплового расчета, который определяется требуемая площадь поверхности нагрева ПСВ. Исходными данными для расчета являются: тепловая нагрузка подогревателя; расход подогреваемой сетевой воды; температура воды до подогревателя и за ним; параметры греющего пара; расчетные площади сечений для пропуска воды. Методика расчета площадей поверхности нагрева ПСВ приводится ниже. Устанавливают ПСВ в секции постоянного торца на площадках с отметкой 7,0 м.

Деаэраторы подпиточной установки теплосети. Для подпитки теплосетей с открытой системой горячего водоснабжения (с непосредственным водозабором) используется вода только питьевого качества. При закрытых системах горячего водоснабжения, при установке у потребителей местных подогревателей воды с вальцованными трубами,

**Таблица 3.6. Характеристики сетевых вертикальных подогревателей (ТУ 108.271.101-76)**

| Характеристики                                                                      | Типоразмеры сетевых подогревателей |                           |                           |                           |                           |
|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|---------------------------|
|                                                                                     | ПСВ-45-7-15                        | ПСВ-63-7-15               | ПСВ-90-7-15               | ПСВ-125-7-15              | ПСВ-200-3-23              |
| Площадь поверхности нагрева, м <sup>2</sup>                                         | 45                                 | 63                        | 90                        | 125                       | 200                       |
| Расчетный пропуск воды, т/ч                                                         | 90/180<br>0,7 (7)<br>400           | 120/240<br>0,7 (7)<br>400 | 175/350<br>0,7 (7)<br>400 | 250/500<br>0,7 (7)<br>400 | 400/800<br>0,3 (3)<br>400 |
| Допустимое избыточное давление и температура по пару, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )/°С | 1,5 (15)<br>150                    | 1,5 (15)<br>150           | 1,5 (15)<br>150           | 1,5 (15)<br>150           | 2,3 (23)<br>130           |
| Допустимое избыточное давление и температура по воде, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )/°С | 19/17<br>4/2                       | 19/17<br>4/2              | 19/17<br>4/2              | 19/17<br>4/2              | 19/17<br>4/2              |
| Диаметр труб, мм                                                                    | 57/114                             | 80/160                    | 114/228                   | 160/320                   | 255/510                   |
| Число ходов по воде                                                                 | 0,013                              | 0,018                     | 0,026                     | 0,036                     | 0,057                     |
| Число труб в одном ходе                                                             | 0,026                              | 0,036                     | 0,052                     | 0,072                     | 0,114                     |
| Площадь живого сечения для воды, м <sup>2</sup>                                     | 720                                | 816                       | 1020                      | 1020                      | 1232                      |
| Наружный диаметр корпуса, мм                                                        | 150                                | 250                       | 300                       | 300                       | 350                       |
| Условный проход штуцера по воде, мм                                                 | 200                                | 200                       | 350                       | 350                       | 450                       |
| Условный проход штуцера по пару, мм                                                 | 2,02                               | 2,51                      | 3,82                      | 4,08                      | 6,76                      |
| Масса подогревателя без воды, т                                                     | 1,32                               | 1,32                      | 1,31                      | 1,31                      | 1,33                      |
| Расстояние между перегородками трубного пучка, м                                    |                                    |                           |                           |                           |                           |

| Характеристики                                                                      | Типоразмеры сетевых подогревателей |                        |                         |                        |                         |
|-------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|------------------------|-------------------------|------------------------|-------------------------|
|                                                                                     | ПСВ-200-14-23                      | ПСВ-315-3-23           | ПСВ-315-14-23           | ПСВ-500-3-23           | ПСВ-500-14-23           |
| Площадь поверхности нагрева, м <sup>2</sup>                                         | 200                                | 315                    | 315                     | 500                    | 500                     |
| Расчетный пропуск воды, т/ч                                                         | 400/800<br>1,4 (14)<br>400         | 1130<br>0,3 (3)<br>400 | 1130<br>1,4 (14)<br>400 | 1500<br>0,3 (3)<br>400 | 1500<br>1,4 (14)<br>400 |
| Допустимое избыточное давление и температура по пару, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )/°С | 2,3 (23)<br>180                    | 2,3 (23)<br>130        | 2,3 (23)<br>180         | 2,3 (23)<br>130        | 2,3 (23)<br>180         |
| Допустимое избыточное давление и температура по воде, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )/°С | 19/17<br>4/2                       | 19/17<br>2             | 19/17<br>2              | 19/17<br>2             | 19/17<br>2              |
| Диаметр труб, мм                                                                    | 255/510                            | 606                    | 606                     | 964                    | 964                     |
| Число ходов по воде                                                                 | 0,057                              |                        |                         |                        |                         |
| Число труб в одном ходе                                                             | 0,114                              | 0,136                  | 0,136                   | 0,216                  | 0,216                   |
| Площадь живого сечения для воды, м <sup>2</sup>                                     | 1232                               | 1524                   | 1544                    | 1624                   | 1640                    |
| Наружный диаметр корпуса, мм                                                        | 350                                | 500                    | 500                     | 500                    | 500                     |
| Условный проход штуцера по воде, мм                                                 | 300                                | 600                    | 450                     | 800                    | 500                     |
| Условный проход штуцера по пару, мм                                                 | 6,97                               | 11,65                  | 12,42                   | 14,00                  | 14,97                   |
| Масса подогревателя без воды, т                                                     | 1,33                               | 1,2                    | 1,2                     | 1,23                   | 1,19                    |
| Расстояние между перегородками трубного пучка, м                                    |                                    |                        |                         |                        |                         |

Примечания: 1. Все подогреватели имеют прямой пучок труб на латуня Л-68.

2. Первые шесть типоразмеров выпускаются четырехходовыми, но допускают переход на двухходовую схему (4/2).

3. Длина конденсатной пленки — расстояние между двумя расположенными друг под другом перегородками.





Применение технической воды, обработанной по вышеуказанной схеме, для подпитки теплосети с закрытой схемой горячего водоснабжения подлежит согласованию с органами санитарной инспекции.

Объем тепловых сетей в пределах площадок потребителей и транзитных магистралей определяется по их диаметрам и протяженности. При отсутствии необходимых данных для расчета объемов теплосетей они принимаются следующими [9]: сети на площадках потребителей (включая трубопроводы систем отопления, вентиляции и ГВС внутри зданий) — 50 м³ на 1,163 МВт (1 Гкал/ч) суммарной тепловой нагрузки потребителя при наличии транзитных магистралей и 65 м³ на 1,163 МВт (1 Гкал/ч) при отсутствии таковых. Объем транзитных магистралей подсчитывается отдельно по фактической их протяженности и диаметрам.

Греющей средой в подпиточном деаэраторе является сетевая вода после основных теплофикационных подогревателей ТЭЦ (см. рис. 1.10). Вакуум создается пароструйным эжектором. Поступление воды в деаэратор регулируется по уровню в промежуточном баке (см. § 3.2). Деаэраторы устанавливаются либо в секции постоянного торца ТЭЦ, либо в пиковой водогрейной котельной на площадках с отметкой, превышающей отметку установки подпиточных насосов (отметка 0, 0), из расчета обеспечения нужного подпора воды при входе в подпиточные насосы (компенсация вакуума в деаэраторе плюс кавитационный запас по давлению, выбираемый по указаниям завода-изготовителя насосов). В случае размещения подпиточных деаэраторов теплосети в пиковой котельной там же размещается другое вспомогательное оборудование подпиточной установки.

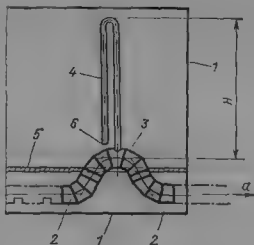
**Баки-аккумуляторы.** Эти баки устанавливаются на ТЭЦ при схемах теплоснабжения с непосредственным водоразбором на горячее водоснабжение для выравнивания неравномерности потребления горячей воды в течение суток. Баки выбираются на основании почасового графика расхода воды за сутки наибольшего водопотребления. При отсутствии суточного графика водоразбора вместимость баков-аккумуляторов разрешается принимать равной 10-кратному среднему расходу горячей воды за отопительный период [9].

В настоящее время специальных конструкций баков-аккумуляторов еще не разработано и в качестве этих емкостей используются мазутные резервуары. Техуправлением Минэнерго СССР выпущен специальный противоаварийный циркуляр № Ц-08-82(Т) (1974 г.), предписывающий выполнять следующие требования при проектировании установки баков-аккумуляторов:

- 1) должна обеспечиваться прочность резервуаров в эксплуатационных условиях;
- 2) управление арматурой на трубопроводах, подключенных к бакам, должно быть вынесено из зоны затопляемости при авариях с баками;
- 3) должна обеспечиваться возможность отключения аварийного бака от остальных;
- 4) должен измеряться уровень воды в баке;
- 5) баки должны иметь переливную трубу на отметке максимально допустимого уровня воды (должен быть организован отвод перелива);
- 6) пропускная способность переливной трубы должна быть не менее суммы пропускной способности всех труб, подводящих воду в бак, с учетом того, что переливная труба безнапорная, а подводящие трубы напорные;

Рис. 3.13. Защитное устройство, предупреждающее утечку герметика в теплосеть:

1 — корпус и днище аккумуляторного бака; 2 — всасывающий коллектор с прорезами; 3 — петля на всасывающем коллекторе; 4 — предупредительное устройство; 5 — слой герметика 2—4 см; 6 — входное сечение предупредительного устройства; а — на вход подпиточных насосов. (Высота  $H$  предупредительного устройства определяется расчетом [34])



7) наружная поверхность бака должна иметь антикоррозионное покрытие в два слоя грунтовкой ГФ-020 и краской БТ-177, а также тепловую изоляцию;

8) внутренняя поверхность бака покрывается лаком-этинолом, допущенным санитарными организациями;

9) основания под баками должны иметь дренаж для удаления поверхностных и грунтовых вод;

10) баки устанавливаются на 2—2,5 м ниже планировочной отметки. Вместимость прямиков должна быть не менее вместимости всех работающих баков.

Для защиты баков-аккумуляторов деаэрированной воды от проникновения в них кислорода из окружающего воздуха применяется так называемый пленкообразующий герметик марки АГ-4, представляющий собой маслянистую жидкость с плотностью меньшей, чем у воды, нерастворимую в воде, не пропускающую атмосферный воздух, нетоксичную и защищающую металл от коррозии. Эту жидкость заливают на зеркало воды в баке слоем 2—4 см. При колебаниях уровня воды в баке АГ-4 всегда остается защитным слоем на поверхности воды и, кроме того, смазывает стенки бака по его периметру и тем самым защищает их от коррозии при соприкосновении с воздухом. Для предохранения от упуска АГ-4 в теплосеть баки снабжаются автоматическим защитным устройством, представленным на рис. 3.13 (подробнее см. [34]).

Во всасывающий коллектор, расположенный внизу бака, вварены петля и предупредительное устройство. Если уровень воды в баке с плавящим слоем герметика опустится ниже входного сечения предупредительного устройства, то в него войдет воздух и произойдет срыв откачивающих подпиточных насосов, что предотвратит дальнейшее понижение уровня и всасывание герметика в подпиточные насосы, а следовательно, в теплосеть. Кроме того, подпиточные насосы имеют блокировку по уровню воды в баке, которая отключает насосы при достижении определенного фиксированного уровня. Размеры защитного устройства определяются расчетом [34]. Элементы защитного устройства изготавливаются и монтируются при монтаже ТЭЦ. Баки-аккумуляторы устанавливаются вне главного корпуса ТЭЦ вблизи от секции постоянного торца (см. рис. 1.12); число баков не менее двух, по 50% суммарной расчетной вместимости.

Оснащение баков штуцерами производится при монтаже установки по технической документации проектировщика ТЭЦ.

**Сетевые и подпиточные насосы.** Сетевые насосы теплофикационных установок выбираются по расчетному расходу сетевой воды  $G_{с.в.}$ , т/ч, определяемому по формуле

$$G_{с.в.} = \frac{3,6 \cdot 10^6 Q_{т.н.}^{расч}}{c_p \Delta t_{с.в.}}, \quad (3.5)$$

где  $Q_{\text{расч}}^{\text{т.н}}$  — расчетная тепловая нагрузка теплосети, МВт;  $c_p$  — теплоемкость воды, Дж/(кг·К);  $\Delta t_{\text{с.п}}$  — расчетная разность температур прямой и обратной сетевой воды, °С.

Основные подогреватели сетевой воды, комплектующие все рассматриваемые турбоустановки (см. гл. 1 и § 3.1), допускают давление сетевой воды до 0,8 МПа [28]. Сопротивление же внешних сетевых трубопроводов значительно больше, и, следовательно, требуемое давление сетевой воды, выдаваемой в теплосеть, также значительно превышает указанное допустимое значение. Поэтому на ТЭЦ применяется двухступенчатая схема подачи воды в теплосеть. Сетевые насосы I ступени повышают давление сетевой воды, которым покрывается сопротивление тракта сетевой воды только от ее входа на ТЭЦ до пиковых подогревателей. Перед пиковыми подогревателями устанавливаются сетевые насосы II ступени, которые повышают давление сетевой воды до требуемого по расчету внешних теплосетей, включая пиковые подогреватели (см. рис. 1.10).

Как правило, применяется групповая установка сетевых насосов. При установке трех и менее рабочих сетевых насосов дополнительно устанавливается резервный насос; при установке четырех рабочих насосов и более резервные насосы не устанавливаются [9]. При выборе сетевых насосов необходимо учитывать условия параллельной работы насосов. Электроснабжение сетевых насосов должно быть от двух независимых источников.

Сетевые насосы I ступени устанавливаются в главном корпусе ТЭЦ, в секции постоянного торца (см. рис. 1.12) на отметке 0, 0 или в пиковой водогрейной котельной. Сетевые насосы II ступени устанавливаются в пиковой водогрейной котельной также на отметке 0, 0.

Сетевые центробежные насосы с электроприводом для I и II ступеней подачи воды выпускаются производственным объединением Насос-энергомаш (г. Сумы). Расчетные характеристики и установочные данные по ним приводятся в заводской технической документации. Основные данные по сетевым насосам приведены в табл. 3.7.

Подпиточная установка теплосети при открытых схемах горячего водоснабжения имеет две группы подпиточных насосов: первая группа насосов подает воду из подпиточных деаэраторов и вторая группа — из баков-аккумуляторов. Суммарная подача подпиточных насосов первой группы соответствует производительности подпиточного деаэратора, их давление должно покрывать давление в обратном трубопроводе сетевой воды перед сетевыми насосами I ступени (принимаемое по гидравличе-

Таблица 3.7. Характеристики сетевых насосов

| Типоразмер    | Подача, м³/ч | Давление, м вод. ст. | Частота вращения, об/мин | КПД, % | Тип и мощность электродвигателя, кВт |
|---------------|--------------|----------------------|--------------------------|--------|--------------------------------------|
| СЭ800-100-11  | 800          | 100                  | 1500                     | 80     | A3-355M-4; 275                       |
| СЭ1250-45-11  | 1250         | 45                   | 1500                     | 82     | A-112-4; 185                         |
| СЭ1250-70-11  | 1250         | 70                   | 1500                     | 82     | A-114-4M; 295                        |
| СЭ1250-140-11 | 1250         | 140                  | 1500                     | 82     | A2-500S-4M; 580                      |
| СЭ2500-60-11  | 2500         | 60                   | 1500                     | 86     | A2-450-M4; 475                       |
| СЭ2500-180-10 | 2500         | 180                  | 3000                     | 84     | 2A3M-1600/600; 1460                  |
| СЭ5000-70-6   | 5000         | 70                   | 1500                     | 87     | ДДП-116/49-4; 1250                   |
| СЭ5000-160    | 5000         | 160                  | 3000                     | 87     | 2A3M-2500/6000; 2350                 |

Примечание. Первые четыре типоразмера насосов рассчитаны на температуру перекачиваемой воды до 180°С, последние четыре — на температуру 120°С.

скому расчету теплосети) и сопротивление соединительных трубопроводов подпиточной воды, включая регулятор подпитки. Вторая группа подпиточных насосов обеспечивает подпитку теплосети при увеличении водоразбора на ГВС сверх среднесуточного. Так как пиковый расход воды системами ГВС составляет примерно 200% среднесуточного, то практически суммарная подача подпиточных насосов второй группы равна подаче насосов первой группы. Расчетное давление их такое же, как и у насосов первой группы. На две группы насосов устанавливается один резервный насос. Подпиточные установки ТЭЦ при закрытых схемах ГВС имеют одну группу подпиточных насосов, и суммарная подача их, как и подпиточного деаэратора, определяется расходом утечек теплосети.

Кроме указанных насосов подпиточные установки имеют насосы аварийной подпитки теплосети. Насосы аварийной подпитки теплосети должны иметь подачу, равную 2% объема воды в теплосети [9]. Эти насосы подают воду в теплосеть из технического водопровода при авариях. Подпиточные насосы выбираются по каталогам насосного оборудования и технической документации заводов-изготовителей.

**Рециркуляционные насосы водогрейных котлов.** Водогрейные котлы (ВК), как газомазутные, так и пылеугольные, выпускаемые котлостроительными заводами по ГОСТ 21563-76, работают при постоянной температуре воды на выходе из котла 150°C; тепловая нагрузка ВК регулируется изменением температуры воды на входе в котел, что достигается путем рециркуляции (подмешивания) части подогретой до 150°C воды во входной трубопровод собственно котла. Постоянным, определенным для каждого типоразмера ВК является также количество воды, пропускаемой через ВК.

Выпускаемые промышленностью ВК имеют два варианта гидравлической схемы, каждая из которых рассчитана на определенный пропуск воды. Первый вариант для работы ВК в основном режиме (покрытия всей отопительной нагрузки), второй — для работы ВК на ТЭЦ в качестве пиковых источников теплоты [3]. Пропускная способность схемы по второму варианту вдвое больше, чем по первому и составляет:

| $Q_{ВК}$ , МВт (Гкал/ч) | Расчетный пропуск воды, т/ч |                          |
|-------------------------|-----------------------------|--------------------------|
|                         | Первый вариант (основной)   | Второй вариант (пиковый) |
| 209 (180) . . . . .     | 2210                        | 4220                     |
| 116,3 (100) . . . . .   | 1236                        | 2475                     |
| 58,2 (50) . . . . .     | 618                         | 1230                     |

Поэтому определенной тепловой нагрузке ВК соответствует определенная температура сетевой воды на входе в ВК:

$$Q_{ВК} = 1,163 G_{ВК} (150 - t'_{ВК}) 10^{-3}, \quad (3.6)$$

где  $Q_{ВК}$  — тепловая нагрузка, ВК, МВт; (Гкал/ч) (если измеряется в гигакалориях в час, то коэффициента 1,163 вводить не надо);  $G_{ВК}$  — количество сетевой воды, проходящее через ВК, т/ч;  $t'_{ВК}$  — температура сетевой воды при входе в ВК, °C.

Так, например, при номинальной тепловой нагрузке (100%) ВК теплопроизводительностью 116,3 МВт (100 Гкал/ч), рассчитанного на подогрев воды от 110 до 150°C ( $\Delta t_{с.н} = 40^\circ\text{C}$ ), температура сетевой воды должна быть равна 110°C, а при нагрузке 50% — соответственно 130°C. Поскольку через ВК всегда проходит постоянное количество воды, то часть воды, подаваемой в ВК, равная количеству рециркуляции, перепускается в обвод ВК и смешивается с водой, выходящей из ВК ( $G_{обв}$ ).

Тепловая нагрузка ВК определяется перепадом температур во внешней теплосети для данного момента отопительного периода и числом параллельно работающих ВК. Температуры прямой и обратной воды теплосети для каждого момента времени определяются по температурному графику теплосети.

Вторым фактором, определяющим температуру сетевой воды на входе в ВК, является условие защиты конвективных поверхностей нагрева ВК от сернистой коррозии. Эта температура должна быть такой, чтобы температура металла этих поверхностей нагрева всегда была выше точки росы уходящих топочных газов. При работе ВК на сернистом мазуте необходимо держать температуру сетевой воды не ниже  $110^{\circ}\text{C}$  [9]. При работе ВК на природном газе и твердом топливе достаточно иметь температуру сетевой воды равной  $70^{\circ}\text{C}$ . Однако пылеугольные ВК при нагрузках ниже 80% обычно без подсветки факела мазутом не работают, а при нагрузке 50% практически полностью переводятся на мазутное

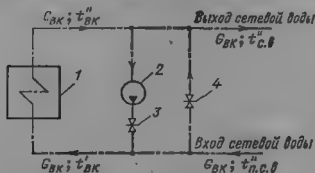


Рис. 3.14. Схема установки рециркуляционных насосов к водогрейным котлам:

1 — водогрейный котел; 2 — рециркуляционный насос; 3 — регулятор рециркуляции; 4 — регулятор перепуска

топливо. При этом опять требуется поддерживать температуру сетевой воды на входе в ВК не ниже  $110^{\circ}\text{C}$  за счет рециркуляции. На ТЭЦ ВК работают в пиковом режиме (покрывают примерно 50% теплофикационной нагрузки) с расчетным подогревом воды от  $110$  до  $150^{\circ}\text{C}$  и соответственно имеют гидравлическую схему, рассчитанную на двойной пропуск воды. В зимний максимум, соответствующий номинальной (расчетной) нагрузке ВК, в них поступает вода после подогревателей сетевой воды турбоустановок с температурой  $110^{\circ}\text{C}$  и, следовательно, при любом топлении рециркуляции не требуется. По мере снижения тепловой нагрузки теплосети температура сетевой воды перед ВК должна несколько повышаться с помощью рециркуляции, расход которой определяется регулированием нагрузки ВК. Температура сетевой воды на входе в ВК всегда выше  $110^{\circ}\text{C}$ . Поэтому с точки зрения защиты ВК ТЭЦ от сернистой коррозии специальных требований нет.

При индивидуальной работе ВК на теплосеть (например, в период строительства ТЭЦ и опережающем вводе в эксплуатацию ВК) расход воды на рециркуляцию резко возрастает. Так, при работе мазутных ВК на теплосеть с расчетным перепадом температур  $150-70^{\circ}\text{C}$  в зимний максимум, когда нагрузка ВК равна номинальной, рециркуляция уже должна составлять 100% и ВК должен иметь гидравлическую схему, рассчитанную на двойной пропуск воды, аналогично котлам, работающим в пиковом режиме. При снижении тепловой нагрузки ВК требуется дальнейшее увеличение рециркуляции.

В целях уменьшения рециркуляции и сокращения числа рециркуляционных насосов следует рекомендовать ступенчатое регулирование загрузки ВК, при котором ВК загружаются последовательно по мере роста общей нагрузки теплосети. При этом глубина регулирования ВК меньше и меньше соответственно рециркуляция. При использовании ВК в неотапительный период для системы горячего водоснабжения рециркуляционные насосы должны обеспечивать работу ВК с требуемым по-

догревом воды при их расчетной нагрузке. Единичная мощность ВК должна выбираться такой, чтобы глубина регулирования при их ступенчатой нагрузке не была слишком большой. Рециркуляция осуществляется с помощью специальных рециркуляционных насосов (рис. 3.14).

Подача рециркуляционных насосов определяется из уравнений теплового баланса потоков смешения. При ступенчатом регулировании нагрузки пиковых ВК ТЭЦ расчетные формулы имеют вид [как следует из формулы (3.6)]

$$t'_{\text{ВК}} = 150 - \frac{Q_{\text{ВК}} \cdot 10^3}{1,163 G_{\text{ВК}}} \quad (3.7)$$

(при  $Q_{\text{ВК}}$ , Гкал/ч, коэффициент 1,163 вводить не надо);

$$G_{\text{рец}}^{\text{пик}} = \frac{G_{\text{ВК}}(t'_{\text{ВК}} - t''_{\text{п.с.в}})}{150 - t''_{\text{п.с.в}}}, \quad (3.8)$$

где  $Q_{\text{ВК}}$  — тепловая нагрузка одного ВК, МВт;  $G_{\text{ВК}}$  — количество воды, проходящей через один ВК, т/ч;  $G_{\text{рец}}^{\text{пик}}$  — количество рециркуляции на один ВК, т/ч;  $t'_{\text{ВК}}$  — температура воды при входе в ВК, °С;  $t''_{\text{п.с.в}}$  — температура сетевой воды после подогрева ее в сетевых подогревателях турбин, °С.

Общее количество рециркуляционной воды (суммарная подача рециркуляционных насосов) пропорционально числу ВК, работающих с одинаковой тепловой нагрузкой.

Расход воды на рециркуляцию ВК, работающих в основном режиме при ступенчатом регулировании, находится по формуле

$$G_{\text{рец}}^{\text{осн}} = \frac{G_{\text{ВК}}(t'_{\text{ВК}} - t_{\text{об}})}{150 - t_{\text{об}}}, \quad (3.9)$$

где  $t_{\text{об}}$  — температура обратной сетевой воды, °С.

Температура воды на входе в ВК определяется по формуле (3.7).

Давление рециркуляционных насосов определяется гидравлическим сопротивлением водогрейного котла и сопротивлением рециркуляционных трубопроводов; это сопротивление в сумме обычно составляет 0,15—0,25 МПа (15—25 м вод. ст.).

В качестве рециркуляционных применяются насосы типа КНу-250 с подачей 250 т/ч, выпускаемые Китайским насосным заводом, и насосы 10НКУ-7-2 с подачей 500 т/ч, выпускаемые заводом Южгидромаш, рассчитанные на перекачку воды с температурой не выше 200 °С и с допустимым давлением на всасывающей стороне более 1,7 МПа (17 кгс/см<sup>2</sup>) [23].

Пароводяные подогреватели и водо-водяные теплообменники. На паротурбинных ТЭЦ широко используется различная теплообменная аппаратура — сетевые подогреватели, подогреватели высокого давления, пароводяные подогреватели низкого давления и водо-водяные теплообменники различного назначения. Выбор этой аппаратуры производится на основании расчета тепловой схемы ТЭЦ и конструктивных данных по теплообменникам, изготавливаемым заводами.

В табл. 3.8—3.10 приведены характеристики подогревателей и теплообменников, наиболее часто применяемых на ТЭЦ, а на рис. 3.15—3.17 — общие виды этих аппаратов.

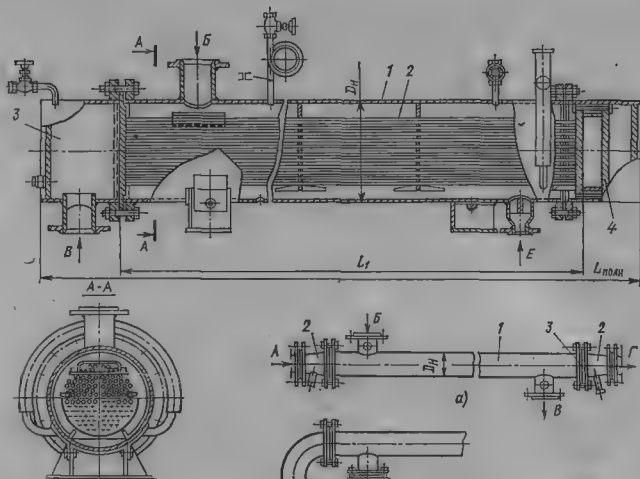


Рис. 3.15. Пароводяные подогреватели с плоскими днищами по ОСТ 108.271.105.76:

Б — вход пара; В — выход конденсата; 1 — корпус; 2 — трубный пучок; 3 — передняя водяная камера с перегородкой; 4 — задняя водяная камера

Рис. 3.16. Горизонтальный секционный разъемный водо-водяной теплообменник по ОСТ 34.588.68 без компенсатора:

а — одна секция; б — сборка многосекционного теплообменника; А, Б — входы греющей и нагреваемой воды, Г — выходы греющей и нагреваемой воды, 1 — корпус с трубным пучком; 2 — входной и выходной переходы; 3 — трубная решетка

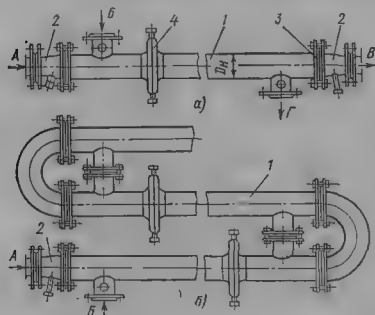


Рис. 3.17. Горизонтальный секционный водо-водяной теплообменник по ОСТ 34.589-68 с линзовым компенсатором:

а — одна секция; б — схема сборки многосекционного теплообменника; А, Б — входы греющей и нагреваемой воды; В, Г — выходы греющей и нагреваемой воды; 1 — корпус с трубным пучком; 2 — входной и выходной переходы; 3 — трубная решетка; 4 — линзовый компенсатор

Таблица 3.8. Горизонтальные пароводяные подогреватели (ПВП).  
Основные расчетные данные

| Типоразмер ПВП<br>(№, $D_{\text{н}}/L_{\text{полн}}$ корпуса, мм) | Площадь поверхности<br>нагрева, м <sup>2</sup> | Площадь живого<br>сечения одного хода<br>воды, м <sup>2</sup> | Среднее число труб<br>по вертикали для<br>одного хода пара |
|-------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|
| ОСТ 108.271.105-76 (общий вид см. рис. 3.15)                      |                                                |                                                               |                                                            |
| 01; 325/3590                                                      | 9,5                                            | 0,0052                                                        | 8,5                                                        |
| 02; 426/3630                                                      | 17,2                                           | 0,0096                                                        | 10,3                                                       |
| 03; 480/3750                                                      | 24,4                                           | 0,0136                                                        | 12,6                                                       |
| 04; 530/3790                                                      | 32,0                                           | 0,0180                                                        | 14,5                                                       |
| 05; 630/3915                                                      | 53,9                                           | 0,0302                                                        | 17,8                                                       |
| 06; 720/4015                                                      | 76,8                                           | 0,0432                                                        | 21,6                                                       |
| 07; 820/4155                                                      | 108,0                                          | 0,0604                                                        | 26,4                                                       |
| 11; 325/2590                                                      | 6,3                                            | 0,0052                                                        | 8,5                                                        |
| 12; 426/2630                                                      | 11,4                                           | 0,0096                                                        | 10,3                                                       |
| 13; 480/2750                                                      | 16,0                                           | 0,0136                                                        | 12,6                                                       |
| 14; 530/2800                                                      | 21,2                                           | 0,0180                                                        | 14,5                                                       |
| 15; 630/2915                                                      | 35,3                                           | 0,0302                                                        | 17,8                                                       |
| 16; 720/3015                                                      | 50,5                                           | 0,0432                                                        | 21,6                                                       |
| 17; 820/3155                                                      | 71,0                                           | 0,0604                                                        | 26,4                                                       |
| ПН-551-63 (ТКЗ) ТУ 108-821-79                                     |                                                |                                                               |                                                            |
| 50 т/ч; 273/2354                                                  | 8,4**                                          | 0,0065                                                        | 4,2                                                        |
| 100 т/ч**; 478/1665                                               | 14,6                                           | 0,0120                                                        | 7,8                                                        |
| 200 т/ч; 478/2695                                                 | 31,2                                           | 0,0240                                                        | 7,8                                                        |
| 400 т/ч; 630/3152                                                 | 68,0                                           | 0,043                                                         | 10,7                                                       |

\*  $L_{\text{полн}}$  для ПВП с эллиптическими днищами.

\*\* Имеет четыре хода по воде, остальные — по два хода.

\*\* Длина трубного пучка и полный габарит ПВП по длине соответственно типоразмерам: ПВП, мм: 1994; 994; 1994; 2394.

Примечания: 1. ПВП типоразмеров по ОСТ 108.271.105-76 с № 01 по 07 имеют длину труб  $L_{\text{н}}=3000$  мм, типоразмеров с № 11 по 17—2000 мм. Все эти ПВП двухходовые, с латунными трубками 16х1 мм. 2. ПВП типоразмеров с № 01 по 07 изготавливаются также четырехходовыми по воде. Эти ПВП имеют живое сечение одного хода воды вдвое меньше по сравнению с вышеперечисленными. 3. ПВП типоразмеров с № 01 по 03 и с № 11 по № 13 изготавливаются либо с плоскими (рис. 3.15), либо с эллиптическими днищами, ПВП остальных типоразмеров — только с эллиптическими днищами. 4. Все ПВП по ОСТ 108.271.105-76 имеют однокходовое межтрубное пространство. 5. Все ПВП по ПН-551-63 имеют двухходовое межтрубное пространство с последовательным ходом пара. Трубки латунные диаметром 16/14 мм. 6. Допустимые давления и температуры греющего пара: для ПВП по ОСТ 108.271.105-76—1 МПа и 300°C; для ПВП по ПН 551-63—0,8 МПа и 180°C. 7. Допустимые давления и температуры воды: для ПВП по ОСТ 108.271.105-76—1,6 МПа и 200°C; для ПВП по ПН 551-63—0,8 МПа и 160°C. Во избежание вскипания воды в ПВП ее давление должно превышать давление пара не менее чем на 0,1 МПа. 8. Среднее число труб по вертикали равно отношению общего числа труб в пучке к числу вертикальных рядов. 9. ПВП по ОСТ 108.271.105-76 изготавливаются заводами: Московским заводом сантехоборудования объединения Моссантахпром; Пенским литейно-механическим заводом; Горьковским заводом «Керамик»; Северодонецким котельно-механическим заводом.

Для подогрева воды могут применяться также кожухотрубчатые водоводяные теплообменники, выпускаемые промышленностью химического машиностроения по ГОСТ 15122-79 [35, 36]. Кожухотрубчатые теплообменники выпускаются двух типов — с неподвижными трубными решетками (ТН) и с температурным компенсатором на корпусе (ТК) в горизонтальном и вертикальном исполнении (ТНГ, ТКГ и ТНВ, ТКВ). Кроме того, имеются различия по их назначению — для невзрыво- и непожароопасных и не обладающих токсичностью сред (группа А); для взрыво- и пожароопасных и обладающих токсичностью сред (группа Б). На рис. 3.18 представлен общий вид такого теплообменника. Межтрубное пространство теплообменника разделено рядом перегородок с сегментными вырезами, с помощью которых потоку воды, проходящему по межтрубному пространству, сообщается вынужденное поперечно-продольное движение вдоль трубчатой поверхности нагрева, что увеличивает теплоотдачу в межтрубном пространстве теплообменника



Таблица 3.9. Горизонтальные водо-водяные теплообменники (ВВТ)—охладители конденсата и подогреватели сырой и химически очищенной воды

| Типоразмер теплообменника и диаметр корпуса, мм | Площадь поверхности нагрева, м² | Число ходов в корпусе |                         | Число труб/площадь живого сечения одного хода, м² |                         | Допустимое рабочее давление, МПа, и температура среды, °С |                         |
|-------------------------------------------------|---------------------------------|-----------------------|-------------------------|---------------------------------------------------|-------------------------|-----------------------------------------------------------|-------------------------|
|                                                 |                                 | Трубный пучок         | Межтрубное пространство | Трубный пучок                                     | Межтрубное пространство | Трубный пучок                                             | Межтрубное пространство |

Горизонтальные секционные типа ОГ\*1

|                                                          |     |   |   |            |            |            |           |
|----------------------------------------------------------|-----|---|---|------------|------------|------------|-----------|
| ОГ-6 (один корпус; 273×9)                                | 6   | 1 | 2 | 56/0,0142  | 28/0,0139  | 0,5/100    | 0,5/130   |
| ОГ-12-1А (два последовательно включенных корпуса; 273×9) | 12  | 2 | 2 | 28/0,071   | 28/0,0139  | 1,4/100    | 0,5/130   |
| ОГ-24 (четыре корпуса; 273×9)                            | 24  | 2 | 2 | 28/0,071   | 28/0,0139  | 1,4/140    | 0,5/150   |
| ОГ-32 (один корпус; 426×12)                              | 32  | 8 | 1 | 17/0,0043  | 136/0,0903 | 0,35/104   | 1,1/24    |
| ОГ-35 (четыре корпуса; 325×8)                            | 35  | 2 | 2 | 41/0,0104  | 41/0,0219  | 1,4/130—80 | 1,4/75—90 |
| ОГ-130 (четыре корпуса; 426×12)                          | 130 | 1 | ■ | 152/0,0386 | 76/0,034   | 1,1/70     | 0,35/80   |

Горизонтальные однокорпусные типа ПН\*\* (ТУ108-869-79), ТКЗ

|                                       |      |   |   |            |           |     |     |
|---------------------------------------|------|---|---|------------|-----------|-----|-----|
| ПН-552-63-5-10 (один корпус; 158×7)   | 1,7  | 4 | 4 | 5/0,00075  | 5/0,003   | 0,8 | 0,8 |
| ПН-552-63-20-40 (один корпус; 273×9)  | 5,9  | 4 | 4 | 21/0,00315 | 21/0,0066 | 0,8 | 0,8 |
| ПН-552-63-80-240 (один корпус; 478×9) | 21,2 | 4 | 4 | 78/0,0117  | 78/0,0259 | 0,8 | 0,8 |
| ПН-552-63-400 (один корпус; 478×9)    | 31,2 | 4 | 4 | 78/0,0117  | 78/0,0259 | 0,8 | 0,8 |

\* Т теплообменник типа ОГ однокорпусные имеют стальные трубы диаметром 22×2 мм. Соединение последовательно включенных по обеим сторонам корпусов сваркой на штуцерах [28].

\*\* Теплообменники ТКЗ имеют трубный пучок из латунных труб диаметром 16×1 мм [28].

Таблица 3.10. Горизонтальные секционные разъемные водо-водяные теплообменники по ОСТ 34-588-63 и ОСТ 34-389-63 (общий вид по рис. 3.16 и 3.17)\*

| Типоразмер секций и диаметр корпуса, мм | Площадь поверхности нагрева, м² | Число труб/площадь живого сечения, м |                         |
|-----------------------------------------|---------------------------------|--------------------------------------|-------------------------|
|                                         |                                 | Трубный пучок                        | Межтрубное пространство |

С латунными трубами на  $p=1$  МПа\*\*,

|                      |              |            |         |
|----------------------|--------------|------------|---------|
| 0,1**<br>02 (57×3,5) | 0,37<br>0,75 | 4/0,00062  | 0,00116 |
| 03<br>04 (76×3,5)    | 0,65<br>1,31 | 7/0,00108  | 0,00233 |
| 05<br>06 (89×3,5)    | 1,11<br>2,24 | 12/0,00185 | 0,00287 |
| 07<br>08 (114×4)     | 1,76<br>3,54 | 19/0,00293 | 0,00500 |
| 09<br>10 (168×5)     | 3,4<br>6,9   | 37/0,00570 | 0,01220 |
| 11<br>12 (219×6)     | 5,89<br>12,0 | 64/0,00985 | 0,02079 |

| Типоразмер секций<br>■ Диаметр корпуса, мм | Площадь поверхности<br>нагрева, м² | Число труб в пучке и площадь живого сечения, м² |                         |
|--------------------------------------------|------------------------------------|-------------------------------------------------|-------------------------|
|                                            |                                    | Трубный пучок                                   | Межтрубное пространство |
| 13                                         | 10,0                               |                                                 |                         |
| 14 (273×7)                                 | 20,3                               | 109/0,01679                                     | 0,03077                 |
| 15                                         | 13,8                               |                                                 |                         |
| 16 (325×8)                                 | 28,0                               | 151/0,02325                                     | 0,04464                 |
| 17                                         | 19,3                               |                                                 |                         |
| 18 (377×9)                                 | 40,1                               | 216/0,03325                                     | 0,05781                 |
| 19                                         | 25,8                               |                                                 |                         |
| 20 (426×9)                                 | 52,5                               | 283/0,04356                                     | 0,07191                 |
| 21                                         | 41,0                               |                                                 |                         |
| 22 (530×9)                                 | 83,4                               | 450/0,06927                                     | 0,11544                 |

Со стальными трубами на  $p_g=1$  МПа\*

|             |      |             |         |
|-------------|------|-------------|---------|
| 31          | 0,36 |             |         |
| 32 (57×3,5) | 0,73 | 4/0,00055   | 0,00116 |
| 33          | 0,63 |             |         |
| 34 (76×3,5) | 1,27 | 7/0,00096   | 0,00233 |
| 35          | 1,08 |             |         |
| 36 (89×3,5) | 2,18 | 12/0,00164  | 0,00287 |
| 37          | 1,70 |             |         |
| 38 (114×4)  | 3,45 | 19/0,00260  | 0,00500 |
| 39          | 3,31 |             |         |
| 40 (168×5)  | 6,71 | 37/0,00506  | 0,01220 |
| 41          | 5,73 |             |         |
| 42 (219×6)  | 11,6 | 64/0,00876  | 0,02079 |
| 43          | 9,74 |             |         |
| 44 (273×7)  | 19,7 | 109/0,01492 | 0,03077 |
| 45          | 13,5 |             |         |
| 46 (325×8)  | 27,3 | 151/0,02066 | 0,04464 |
| 47          | 19,3 |             |         |
| 48 (377×9)  | 39,1 | 216/0,02956 | 0,05781 |
| 49          | 25,2 |             |         |
| 50 (426×9)  | 51,1 | 283/0,03873 | 0,07191 |
| 51          | 39,9 |             |         |
| 52 (530×9)  | 81,2 | 450/0,06158 | 0,11544 |

\* Теплообменники имеют одну или несколько последовательно включенных одноходовых секций, сочлененных между собой штуцерами и калачами на фланцах; секции имеют активную длину 2 или 4 м в трубный пучок из латунных труб диаметром 16×1 или стальных труб диаметром 16×1,4 мм. Секции по ОСТ 34-588-68 имеют латунные трубы и корпус без компенсатора, по ОСТ 34-589-68 — корпус с компенсатором, латунные или стальные трубы. Допустимая температура теплоносителя 200 °С. Аналогичные секционные водо-водяные теплообменники, но с соединением секций не на фланцах, а на сварке, изготавливаются по ОСТ 34-602-68 (без компенсатора) и ОСТ 34-603-68 (с компенсатором). Площадь поверхности нагрева подсчитана по среднему диаметру труб.

\*\* Секции по ОСТ 34-588-68 могут также изготавливаться на  $p_g=1,6$  МПа, при этом площадь поверхности нагрева сокращается примерно на 1—1,5%.

\*\*\* В числителе — типоразмер с активной длиной 2 м, в знаменателе — с активной длиной 4 м.

4. \*\* Теплообменники со стальными трубами должны применяться для подогрева или охлаждения химически очищенной дезаэрированной воды. По ОСТ 34-588(589)-68 ВВТ изготавливают Волгоградский завод монтажных заготовок; Куйбышевский завод УПТК треста Волгосантехмонтаж.

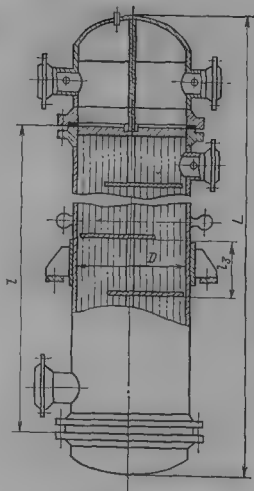


Рис. 3.18. Кожухотрубчатый вертикальный водо-водяной теплообменник по ГОСТ 15122-79

(см. ниже). Трубчатый пучок теплообменника с длиной труб 2, 3, 4, 6 и 9 м может быть одноходовым или многоходовым (два, четыре, шесть ходов). Распределительные камеры многоходовых теплообменников имеют соответствующие перегородки. Типоразмеры теплообменников различаются по диаметрам корпуса и труб, длинам трубного пучка и имеют площадь поверхности нагрева от 1 до 964 м<sup>2</sup>. Теплообменники с неподвижными трубными решетками изготавливаются на давление  $p_r$  до 4 МПа (40 кгс/см<sup>2</sup>), с температурным компенсатором — на  $p_r$  до 1,6 МПа (16 кгс/см<sup>2</sup>). Кожухотрубчатые теплообменники выпускает Тамбовский машиностроительный завод.

В табл. 3.11 приведены основные расчетные параметры кожухотрубчатых теплообменников с внутренним диаметром корпуса от 400 до 1200 мм. По типоразмерам до 400 мм см. [35, 36].

Для ТЭЦ применяются кожухотрубчатые ВВТ в исполнении М1, которому соответствуют определенные материалы кожуха и труб (ГОСТ 15122-79). Для ВВТ типа ТНГ и ТНВ в этом исполнении разности температур стенок кожуха  $t_k$  и труб  $t_{tr}$  не должны превышать указанных ниже

| Внутренний диаметр кожуха, мм | Давление в кожухе, МПа (кгс/см <sup>2</sup> ) | $t_k - t_{tr}$ , °C |
|-------------------------------|-----------------------------------------------|---------------------|
| 400 . . . . .                 | 1,6 (16) и 2,5 (25)                           | 30                  |
|                               | 4 (40)                                        | 20                  |
| 600 . . . . .                 | 1,6 (16)                                      | 40                  |
|                               | 2,5 (25) и 4,0 (40)                           | 30                  |
| 800 . . . . .                 | 1,0 и 1,6 (10 и 16)                           | 40                  |
|                               | 2,5 и 4,0 (25 и 40)                           | 30                  |
| 1000 . . . . .                | 1,6 (16)                                      | 50                  |
|                               | 2,5 (25) и 4,0 (40)                           | 30                  |
| 1200 . . . . .                | 0,6; 1,0; 1,6 (6, 10, 16)                     | 60                  |
|                               | 2,5 (25)                                      | 40                  |

В случае повышения указанной разности температур должны использоваться ВВТ с компенсатором типа ТКГ или ТКВ. Последние могут применяться при разности температур кожуха и труб, вызывающей разность удлинений их в 2,5 мм при длине труб 2000 мм, 5 мм при длине труб от 3000 до 6000 мм и 10 мм при длине труб 9000 мм.

Методика теплового расчета теплообменников и подогревателей. Все расчеты по теплообменной аппаратуре, выполняемые в проекте ТЭЦ, носят поверочный, а не конструктивный характер. Целью этих расчетов является проверка правильности выбора площади поверхности нагрева теплообменника для заданных расчетных условий. Поэтому выбранные теплообменники, как правило, превышают по площади поверхности требуемые по расчету, т. е. площадь поверхности нагрева теплообменника всегда принимается с некоторым запасом.

Таблица 3.11. Кожухотрубчатые теплообменники по ГОСТ 15122-79 на  $p_r=1,6$  МПа (16 кгс/см<sup>2</sup>) (крупные типоразмеры) Тамбовского машиностроительного завода

| Типоразмеры по<br>ГОСТ 15122-79                                                                     | Расстояние между пе-<br>редгородками $L$ , мм | Количество перегородок $n$<br>и высота теплообменника<br>$L$ , м, при длине труб $L$ , м |            |             |            |             | Площадь поверхности тепло-<br>обмена по наружному диаметру<br>труб, м <sup>2</sup> , при длине труб, м |                        |            |            |              | Площадь проход-<br>ного сечения<br>$f$ пр. 10 <sup>3</sup> , м <sup>2</sup> |                              |                          |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|------------|-------------|------------|-------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|------------|------------|--------------|-----------------------------------------------------------------------------|------------------------------|--------------------------|
|                                                                                                     |                                               | 2                                                                                        | 3          | 4           | 6          | 9           | 2                                                                                                      | 3                      | 4          | 6          | 9            | общего хо-<br>да по тру-<br>бам                                             | в вырезе<br>перегород-<br>ки | между перегород-<br>ками |
|                                                                                                     |                                               |                                                                                          |            |             |            |             |                                                                                                        |                        |            |            |              |                                                                             |                              |                          |
| ТНВ, ТНГ, ТКВ,<br>ТКГ-А однокорпус-<br>ные по трубам с<br>корпусом внутрен-<br>ним диаметром:       |                                               |                                                                                          |            |             |            |             |                                                                                                        |                        |            |            |              |                                                                             |                              |                          |
| 400                                                                                                 | 250                                           | 6<br>2,93                                                                                | 10<br>3,93 | 14<br>4,93  | 22<br>6,93 | —           | 23 <sup>21</sup><br>17                                                                                 | 34<br>26               | 46<br>35   | 68<br>52   | —            | 3,6 <sup>22</sup><br>3,8                                                    | 1,7 <sup>23</sup><br>2,0     | 2,5 <sup>24</sup><br>3,1 |
| 600                                                                                                 | 300                                           | 4<br>2,96                                                                                | 8<br>3,9   | 10<br>4,96  | 18<br>6,91 | —           | 49<br>40                                                                                               | 73<br>61               | 98<br>81   | 147<br>121 | —            | 7,8<br>8,9                                                                  | 4,1<br>4,0                   | 6,6<br>5,3               |
| 800                                                                                                 | 350                                           | 6<br>3,12                                                                                | 8<br>4,12  | 10<br>5,112 | 14<br>7,12 | 22<br>10,12 | 93<br>73                                                                                               | 135<br>109             | 180<br>146 | 270<br>219 | 405<br>329   | 14,4<br>10,1                                                                | 6,9<br>6,5                   | 9,1<br>7,9               |
| 1000                                                                                                | 520                                           | —                                                                                        | 4<br>4,18  | 6<br>5,18   | 10<br>7,18 | 16<br>10,18 | —                                                                                                      | 221<br>176             | 295<br>235 | 442<br>352 | 663<br>528   | 23,6<br>25,9                                                                | 10,1<br>10,6                 | 15,6<br>14,3             |
| 1200                                                                                                | 550                                           | —                                                                                        | —          | 6<br>5,35   | 8<br>7,35  | 14<br>10,35 | —                                                                                                      | —                      | 427<br>340 | 641<br>510 | 961<br>765   | 34,2<br>37,5                                                                | 14,5<br>16,4                 | 18,7<br>17,9             |
| ТНВ, ТНГ, ТКВ,<br>ТКГ-А многокор-<br>пусные по трубам<br>с корпусом внут-<br>ренним диамет-<br>ром: |                                               |                                                                                          |            |             |            |             |                                                                                                        |                        |            |            |              |                                                                             |                              |                          |
| 400                                                                                                 | 250                                           | 6<br>2,77                                                                                | 10<br>3,77 | 14<br>4,77  | 22<br>6,77 | —           | 2;<br>16                                                                                               | 21 <sup>25</sup><br>31 | 46<br>24   | 63<br>31   | —            | 1,7<br>1,7                                                                  | 1,7<br>2,0                   | 3,0<br>2,5               |
| 600                                                                                                 | 300                                           | 4<br>2,91                                                                                | 8<br>3,91  | 10<br>4,91  | 18<br>6,91 | —           | 2;<br>38                                                                                               | 47<br>57               | 70<br>76   | 93<br>113  | —            | 3,7<br>4,2                                                                  | 4,1<br>4,0                   | 4,8<br>4,5               |
|                                                                                                     |                                               |                                                                                          |            |             |            |             |                                                                                                        | 42<br>63               | 84<br>125  | 1,6<br>4,1 |              |                                                                             |                              |                          |
|                                                                                                     |                                               |                                                                                          |            |             |            |             |                                                                                                        | 32<br>49               | 65<br>97   |            |              |                                                                             |                              |                          |
| 6;<br>31                                                                                            | 46<br>61                                      | 79<br>91                                                                                 | 119<br>—   | 0,9<br>3,7  | 4,8<br>4,5 |             |                                                                                                        |                        |            |            |              |                                                                             |                              |                          |
| 800                                                                                                 | 350                                           | 4<br>3,19                                                                                | 6<br>4,19  | 8<br>5,19   | 14<br>7,19 | 22<br>10,19 | 2;<br>69                                                                                               | 130<br>104             | 173<br>139 | 250<br>218 | 390<br>312   | 6,9<br>7,7                                                                  | 6,9<br>6,5                   | 7,0<br>7,0               |
|                                                                                                     |                                               |                                                                                          |            |             |            |             |                                                                                                        | 87<br>104              | 120<br>160 | 240<br>361 | 3,0<br>3,0   | 6,5<br>6,5                                                                  | 7,0<br>7,0                   |                          |
|                                                                                                     |                                               |                                                                                          |            |             |            |             |                                                                                                        | 63<br>78               | 95<br>116  | 127<br>155 | 190<br>233   | 285<br>349                                                                  | 3,0<br>2,0                   | 6,5<br>6,5               |
| 1000                                                                                                | 520                                           | —                                                                                        | 4<br>4,26  | 6<br>5,21   | 10<br>7,26 | 16<br>10,26 | 6;<br>70                                                                                               | 116<br>90              | 155<br>121 | 233<br>181 | 349<br>271   | 2,0<br>2,2                                                                  | 6,5<br>7,0                   | 7,0<br>14,6              |
|                                                                                                     |                                               |                                                                                          |            |             |            |             |                                                                                                        | 214<br>169             | 286<br>223 | 429<br>338 | 643<br>507   | 11,4<br>12,4                                                                | 10,1<br>10,6                 | 13,0<br>13,0             |
|                                                                                                     |                                               |                                                                                          |            |             |            |             |                                                                                                        | 212<br>157             | 2,9<br>2,9 | 404<br>314 | 606<br>471   | 5,1<br>5,5                                                                  | 10,1<br>10,5                 | 14,6<br>13,0             |
| 1200                                                                                                | 550                                           | —                                                                                        | —          | 6<br>5,45   | 8<br>7,45  | 14<br>10,45 | 6;<br>151                                                                                              | 197<br>151             | 262<br>202 | 393<br>302 | 590<br>454   | 3,4<br>3,6                                                                  | 9,6<br>10,2                  | 14,6<br>13,0             |
|                                                                                                     |                                               |                                                                                          |            |             |            |             |                                                                                                        | 417<br>329             | 625<br>491 | 937<br>740 | 16,5<br>17,9 | 14,5<br>16,4                                                                | 17,6<br>16,5                 |                          |
|                                                                                                     |                                               |                                                                                          |            |             |            |             |                                                                                                        | 2<br>4                 | 329<br>397 | 491<br>595 | 740<br>843   | 17,9<br>7,9                                                                 | 16,4<br>14,5                 | 16,5<br>17,6             |
|                                                                                                     |                                               |                                                                                          |            |             |            |             |                                                                                                        | 2<br>4                 | 329<br>310 | 491<br>414 | 740<br>997   | 17,9<br>8,4                                                                 | 16,4<br>14,1                 | 16,5<br>17,6             |
|                                                                                                     |                                               |                                                                                          |            |             |            |             |                                                                                                        |                        | 388<br>301 | 582<br>451 | 873<br>677   | 4,9<br>5,3                                                                  | 13,1<br>14,2                 | 17,6<br>16,5             |
|                                                                                                     |                                               |                                                                                          |            |             |            |             |                                                                                                        |                        | 388<br>301 | 582<br>451 | 873<br>677   | 4,9<br>5,3                                                                  | 13,1<br>14,2                 | 17,6<br>16,5             |

<sup>21</sup> В числителе — площадь поверхности нагрева при наружном диаметре труб 25 мм, в знаменателе — при наружном диаметре труб 25 мм. Толщина стенки труб 2 мм. Расположение труб шахматное. Трубы стальные.

<sup>22</sup> Первая цифра — число ходов по трубам. Числитель дроби — площадь поверхности нагрева при диаметре труб 20 мм, знаменатель — при диаметре труб 25 мм.

<sup>23</sup> В числителе — при диаметре труб 20 мм, в знаменателе — при диаметре труб 25 мм соответственно числу ходов по трубам.

<sup>24</sup> Примечание. В таблице приведены данные для водо-водяных теплообменников на  $p_r$  до 1,6 МПа (16 кгс/см<sup>2</sup>). Предельное рабочее давление при температуре воды до 100°C — 1,6 МПа, при температуре воды до 200°C — 1,5 МПа. Площадь проходного сечения между перегородками рассчитана в соответствии с ГОСТ 15118-79.

Кожухотрубчатые теплообменники типа Н диаметром до 1000 мм включительно выпускаются также на  $p_r$  2,5 и 4 МПа (25 и 40 кгс/см<sup>2</sup>) и диаметром 1200 мм на  $p_r$  2,5 МПа (25 кгс/см<sup>2</sup>). По теплообменникам на  $p_r$  2,5 и 4,0 МПа (25 и 40 кгс/см<sup>2</sup>) размер  $L$  больше соответственно на 100 и 200 мм.

Требуемая площадь поверхности нагрева подогревателя или теплообменника  $H$ ,  $m^2$ , находится из известного уравнения теплопередачи

$$H = \frac{Q}{k \Delta t_{cp}}, \quad (3.10)$$

где  $Q$  — тепловая нагрузка, Вт/(ккал·ч);  $k$  — коэффициент теплопередачи, Вт/( $m^2 \cdot K$ ) [ккал/( $m^2 \cdot ч \cdot ^\circ C$ )];  $\Delta t_{cp}$  — средний температурный напор между теплоносителями,  $K$ .

Тепловая нагрузка подогревателя или теплообменника находится из уравнения теплового баланса. Для аппаратов, работающих без изменения агрегатного состояния теплоносителей (водо-водяные теплообменники),

$$Q = G_1 c_1 (t' - t''_1) = G_2 c_2 (t''_2 - t'_2); \quad (3.11)$$

для аппаратов, работающих с изменением агрегатного состояния одного теплоносителя (пароводяные подогреватели),

$$Q = D (i_n - i_m) = G_2 c_2 (t''_2 - t'_2), \quad (3.12)$$

где  $G_1$  и  $G_2$  — расходы теплоносителей, не изменяющих агрегатное состояние, кг/с (кг/ч);  $D$  — расход теплоносителя, изменяющего агрегатное состояние, кг/с (кг/ч);  $c_1$  и  $c_2$  — средние теплоемкости при постоянном давлении в интервале рабочих температур, Дж/(кг·K) [ккал/(кг· $^\circ C$ )];  $t'$  и  $t''$  — начальные и конечные температуры теплоносителей,  $^\circ C$ ;  $i_n$  и  $i_m$  — энтальпии пара и конденсата, Дж/кг (ккал/кг).

Для пароводяных подогревателей величина  $\Delta t_{cp}$  определяется по формуле [7].

$$\Delta t_{cp} = (\Delta t_G - \Delta t_m) : 2.3 \log \frac{\Delta t_G}{\Delta t_m}, \quad (3.13)$$

где  $\Delta t_G$  и  $\Delta t_m$  — большая и меньшая разности температур между теплоносителями на входе и выходе теплообменника,  $K$  ( $^\circ C$ ).

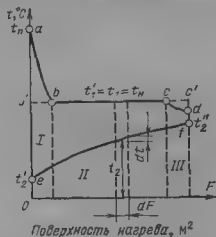


Рис. 3.19. Изменение температуры греющего пара и подогреваемой воды вдоль поверхности теплообменника:

I — область перегретого пара; II — область насыщенного пара; III — область переохлажденного конденсата

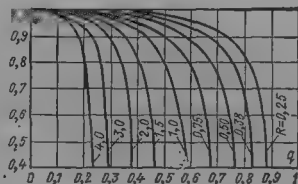


Рис. 3.20. График для определения коэффициента  $\phi$  для однокорпусных теплообменников в зависимости от  $q_v$  и  $R$

Температура греющего пара в паровых подогревателях практически остается постоянной на всей поверхности нагрева и равна температуре насыщения при рабочем давлении пара в подогревателе (рис. 3.19).

Для водо-водяных теплообменников с одноколодовой схемой движения греющей и нагреваемой сред  $\Delta t_{cp}$  также подсчитывается по формуле (3.13). При многоколодовой схеме при смешанном потоке одной из сред  $\Delta t_{cp}$  находится по формуле (3.13), с поправкой  $\phi$ , определяемой по графику (рис. 3.20) в зависимости от параметров.

$$q = \frac{t_2 - t_1}{T_1 - T_2}; \quad R = \frac{T_1 - T_2}{t_2 - t_1},$$

где  $T_1$  и  $T_2$  — начальная и конечная температуры первичного (греющего) теплоносителя,  $^{\circ}\text{C}$ ;  $t_1$  и  $t_2$  — то же вторичного (нагреваемого) теплоносителя.

Наиболее эффективными являются водо-водяные теплообменники с противоточной схемой потоков греющей и нагреваемой сред и с поверхностью нагрева из латунных труб. Практически не всегда бывает возможно подобрать из номенклатуры теплообменников, выпускаемых заводами, теплообменник на нужный расход воды по обемным средам с латунными трубками. Нередко приходится устанавливать менее эффективные теплообменники с поверхностью нагрева из стальных труб.

В проектах при подборе и установке параллельно или последовательно нескольких теплообменников необходимо тщательно анализировать схемы включения аппаратуры и стремиться к выбору наиболее эффективной.

В водо-водяных теплообменниках воду, содержащую какие-либо примеси, могущие давать отложения на стенках поверхностей нагрева, желательно пропускать по трубкам, а в межтрубное пространство направить чистую или умягченную воду. Соответственно по допустимым скоростям воды надо подбирать и площади живых сечений теплообменников.

В расчете поверхности нагрева теплообменников и подогревателей, применяемых на ТЭЦ, общий коэффициент теплопередачи  $k$ ,  $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{K})$  [ $\text{ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C})$ ], с достаточной степенью точности можно определять по общеизвестной формуле для плоской стенки [37]

$$k = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{\text{ст}}}{\lambda_{\text{ст}}} + \frac{1}{\alpha_2} + R_{\text{заг}}}, \quad (3.14)$$

где  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  — коэффициенты теплоотдачи с внутренней и внешней сторон трубки,  $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{K})$  [ $\text{ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C})$ ];  $\delta_{\text{ст}}$  — толщина стенки трубки, м;  $\lambda_{\text{ст}}$  — коэффициент теплопроводности материала трубки,  $\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{K})$  [ $\text{ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C})$ ];  $R_{\text{заг}}$  — термическое сопротивление загрязнений, отлагающихся на поверхности нагрева с обеих сторон (накипь и пр.);

$$R_{\text{заг}} = \frac{\delta_1}{\lambda_1} + \frac{\delta_2}{\lambda_2}; \quad (3.15)$$

здесь  $\delta_1$  и  $\delta_2$  — толщины слоев загрязнений с внутренней и наружной сторон трубки, м;  $\lambda_1$  и  $\lambda_2$  — коэффициенты теплопроводности слоев загрязнений,  $\text{Вт}/(\text{м} \cdot \text{K})$  [ $\text{ккал}/(\text{м} \cdot \text{ч} \cdot ^{\circ}\text{C})$ ].

Площадь поверхности нагрева подогревателя (теплообменника) должна быть рассчитана по среднему диаметру труб.

Теплопередача в трубчатых водо-водяных теплообменниках с движением воды в гладких трубах или вдоль гладких трубных пучков в межтрубном пространстве. Такие водо-водяные теплообменники, охладители конденсата и продувочной воды, как правило, работают при турбулентном движении воды, т. е. при числе Рейнольдса  $Re$  более 10 000. При продольном омывании поверхности нагрева число  $Re$  определяется по формуле

$$Re = w_{\text{ср}} d_s / \nu, \quad (3.16)$$

где  $w_{\text{ср}}$  — средняя скорость воды, м/с;  $\nu$  — коэффициент кинематической вязкости,  $\text{м}^2/\text{с}$ ;  $d_s$  — гидравлический диаметр поперечного сечения потока, м.

Гидравлический диаметр при движении воды внутри трубок равен их диаметру, а при продольном движении в межтрубном пространстве он определяется по формуле

$$d_s = 4f/U, \quad (3.17)$$

где  $f$  — площадь поперечного сечения потока,  $\text{м}^2$ ;  $U$  — смачиваемый периметр сечения, м.

Значение коэффициента кинематической вязкости определяется для средней температуры воды в теплообменнике по табл. 3.12.

Таблица 3.12. Основные физические свойства воды (на линии насыщения)

| Температура, °C | Теплоемкость $c_p$ ,<br>кДж/(кг·K)<br>[кал/(кг·°C)] | Плотность<br>$\rho$ , кг/м³ | Теплопроводность<br>$\lambda$ , Вт/(м·K)<br>[кал/(м·ч·°C)] | Коэффициент динамической<br>вязкости<br>$\eta \cdot 10^4$ ,<br>кг·с/м² | Коэффициент кинематической<br>вязкости<br>$\nu \cdot 10^4$ ,<br>м²/с | Температуропроводность<br>$a \cdot 10^7$ ,<br>м²/с | Число Прандтля<br>Pr |
|-----------------|-----------------------------------------------------|-----------------------------|------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|----------------------|
| 0               | 4,2269 (1,0088)                                     | 999,87                      | 0,560 (0,481)                                              | 182,0                                                                  | 1,789                                                                | 1,314                                              | 13,50                |
| 10              | 4,1988 (1,0021)                                     | 999,73                      | 0,580 (0,498)                                              | 133,0                                                                  | 1,306                                                                | 1,372                                              | 9,45                 |
| 20              | 4,1845 (0,9987)                                     | 998,23                      | 0,597 (0,513)                                              | 102,0                                                                  | 1,006                                                                | 1,429                                              | 7,03                 |
| 30              | 4,1833 (0,9984)                                     | 995,67                      | 0,612 (0,526)                                              | 81,7                                                                   | 0,805                                                                | 1,478                                              | 5,45                 |
| 40              | 4,1845 (0,9987)                                     | 992,24                      | 0,627 (0,539)                                              | 66,6                                                                   | 0,659                                                                | 1,522                                              | 4,36                 |
| 50              | 4,1883 (0,9996)                                     | 988,07                      | 0,640 (0,558)                                              | 56,0                                                                   | 0,556                                                                | 1,558                                              | 3,59                 |
| 60              | 4,1933 (1,0008)                                     | 983,1                       | 0,650 (0,559)                                              | 47,9                                                                   | 0,478                                                                | 1,592                                              | 3,03                 |
| 70              | 4,2004 (1,0025)                                     | 977,81                      | 0,662 (0,569)                                              | 41,4                                                                   | 0,415                                                                | 1,615                                              | 2,58                 |
| 80              | 4,2088 (1,0045)                                     | 971,83                      | 0,669 (0,575)                                              | 36,2                                                                   | 0,365                                                                | 1,639                                              | 2,23                 |
| 90              | 4,2193 (1,0070)                                     | 965,34                      | 0,670 (0,581)                                              | 32,1                                                                   | 0,326                                                                | 1,668                                              | 1,97                 |
| 100             | 4,2315 (1,0099)                                     | 958,38                      | 0,684 (0,588)                                              | 28,8                                                                   | 0,295                                                                | 1,682                                              | 1,75                 |
| 110             | 4,2466 (1,0135)                                     | 951,00                      | 0,685 (0,589)                                              | 26,4                                                                   | 0,272                                                                | 1,691                                              | 1,60                 |
| 120             | 4,2612 (1,0170)                                     | 943,1                       | 0,686 (0,589)                                              | 24,2                                                                   | 0,252                                                                | 1,705                                              | 1,47                 |
| 130             | 4,2780 (1,0210)                                     | 934,8                       | 0,686 (0,589)                                              | 22,2                                                                   | 0,233                                                                | 1,713                                              | 1,35                 |
| 140             | 4,2977 (1,0257)                                     | 926,1                       | 0,685 (0,589)                                              | 20,5                                                                   | 0,217                                                                | 1,722                                              | 1,26                 |
| 150             | 4,3157 (1,0300)                                     | 917,0                       | 0,684 (0,588)                                              | 19,0                                                                   | 0,203                                                                | 1,730                                              | 1,17                 |
| 160             | 4,3412 (0,0361)                                     | 907,5                       | 0,681 (0,585)                                              | 17,7                                                                   | 0,191                                                                | 1,734                                              | 1,10                 |
| 170             | 4,3911 (1,0480)                                     | 897,3                       | 0,676 (0,581)                                              | 16,6                                                                   | 0,181                                                                | 1,732                                              | 1,05                 |
| 180             | 4,4288 (1,0570)                                     | 886,9                       | 0,672 (0,578)                                              | 15,6                                                                   | 0,173                                                                | 1,720                                              | 1,03                 |

При  $Re \geq 10\,000$  коэффициенты теплоотдачи  $\alpha_1$  от греющего теплоносителя к стенке трубы и  $\alpha_2$  от стенки трубы к нагреваемому теплоносителю в водо-водяных теплообменниках определяются по формуле (3.18), получаемой из уравнения подобия [37, 38]:

$$Nu = 0,021 Re^{0,8} Pr_T^{0,43} (Pr_T/Pr_c)^{0,25},$$

где  $Nu = \alpha d_r / \lambda$  — число Нуссельта;  $Re = wd_r / \nu$  — число Рейнольдса;  $Pr = \nu / a$  — число Прандтля; числа с индексом «Т» подсчитываются при средней температуре теплоносителя, с индексом «с» — при средней температуре стенки трубы. Из уравнения следует расчетная формула

$$\alpha = 0,021 \frac{\lambda_r}{d_r} Re^{0,8} Pr_T^{0,43} \left( \frac{Pr_T}{Pr_c} \right)^{0,25} \quad (3.18)$$

Эта формула может быть представлена в упрощенном виде [37, 38]

$$\alpha = B_1 \cdot 1,163 \frac{(w_r \rho_r)^{0,8}}{d_r^{0,2}} \left( \frac{Pr_T}{Pr_c} \right)^{0,25}, \quad (3.19)$$

где  $\alpha$  — коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²·K);  $w_r$  — скорость потока, м/с;  $\rho_r$  — плотность жидкости, кг/м³;  $d_r$  — гидравлический диаметр, м;  $B_1$  — коэффициент, объединяющий комплекс величин, зависящих только от температуры воды; ниже приведены его значения в зависимости от средней температуры воды (в расчетах, использующих систему единиц МКГСС, коэффициент 1,163 вводить не надо):

|                                 |      |      |      |      |      |      |      |      |      |       |       |       |       |       |       |       |
|---------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $t_{\text{ср}}, ^\circ\text{C}$ | 0    | 10   | 20   | 30   | 40   | 50   | 60   | 70   | 80   | 90    | 100   | 110   | 120   | 130   | 140   | 150   |
| $B_1$                           | 4,83 | 5,53 | 6,25 | 6,92 | 7,57 | 8,16 | 8,74 | 9,30 | 9,84 | 10,35 | 10,81 | 11,18 | 11,58 | 12,01 | 12,36 | 12,71 |

В формулу (3.19) входит число Прандтля  $Pr_c$ , которое определяется при температуре стенки. Так как в начале расчета эта температура неизвестна, то расчет надо вести методом последовательных приближений.

В расчете первого приближения отношение  $Pr_T/Pr_c$  принимают равным единице и определяют значения  $\alpha$  со стороны греющего и нагреваемого теплоносителей. Затем

подсчитывают коэффициент теплопередачи  $k$  по формуле (3.14), и плотность теплового потока  $q$ , Вт/м<sup>2</sup> [ккал/(м<sup>2</sup>·ч)], по формуле

$$q = k \Delta t_{ср}, \quad (3.20)$$

где температурный напор  $\Delta t_{ср}$  находится по формуле (3.13).

Температура стенки со стороны греющего теплоносителя

$$t_{с}^{гр} = t_{г}^{гр} - q \frac{1}{\alpha_{гр}}, \quad (3.21)$$

а со стороны нагреваемого теплоносителя

$$t_{с}^{нагр} = t_{г}^{нагр} + q \frac{1}{\alpha_{нагр}}. \quad (3.22)$$

Получив значение  $t_c$ , повторным расчетом уточняют значения  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  по формуле (3.19); обычно приходится производить один уточняющий расчет. Значения числа  $Rg$  приведены в табл. 3.12, а ниже приведены значения  $d_r^{0,2}$ , нужные для подсчетов:

|                           |       |       |       |       |       |       |       |       |       |
|---------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $d_r$ , м . . . . .       | 0,012 | 0,013 | 0,014 | 0,015 | 0,016 | 0,017 | 0,018 | 0,019 | 0,020 |
| $d_r^{0,2}$ , м . . . . . | 0,412 | 0,420 | 0,426 | 0,431 | 0,437 | 0,443 | 0,448 | 0,453 | 0,457 |

Для ориентировочных тепловых расчетов водо-водяных теплообменников при  $Re > 10\,000$  можно пользоваться упрощенной формулой (3.23), которая соответствует безразмерному уравнению подобия [37, 38]:

$$Nu = 0,023 Re_r^{0,8} Pr_r^{0,4}.$$

В этом уравнении все величины определяются при средней температуре теплоносителя и нет необходимости в расчетах по методу последовательных приближений по  $t_c$ . Из уравнения получается расчетная формула для  $\alpha$  [37, 38] [см. пояснение к формуле (3.19)]:

$$\alpha = B_2 \cdot 1,163 \frac{(w_{гг})^{0,8}}{d_r^{0,2}}, \quad (3.23)$$

где коэффициент  $B_2$  определяется для средней температуры воды:

|          |      |      |      |      |      |      |      |      |       |       |       |       |       |       |       |       |
|----------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| $t$ , °C | 0    | 10   | 20   | 30   | 40   | 50   | 60   | 70   | 80    | 90    | 100   | 110   | 120   | 130   | 140   | 150   |
| $B_2$    | 4,89 | 5,63 | 6,47 | 7,20 | 7,95 | 8,62 | 9,26 | 9,91 | 10,54 | 11,13 | 11,65 | 12,09 | 12,55 | 13,06 | 13,48 | 13,88 |

Для охлаждаемого теплоносителя формула (3.23) дает несколько завышенное значение  $\alpha$  (от теплоносителя к стенке).

Если по расчету располагаемая площадь поверхности нагрева теплообменника оказывается на пределе, то расчет следует уточнить по формуле (3.19).

При расчете коэффициента теплопередачи и площади поверхности нагрева водо-водяных теплообменников допустимы следующие значения толщины слоя загрязнения накипью:

| Среда                                          | Материал труб  | Толщина слоя загрязнения, мм |
|------------------------------------------------|----------------|------------------------------|
| Сырая вода . . . . .                           | —              | До 0,5                       |
| Сетевая вода . . . . .                         | —              | До 0,3                       |
| Конденсат и химически очищенная вода . . . . . | Латунные трубы | 0,0                          |
|                                                | Стальные трубы | 0,3                          |

Допустимое загрязнение поверхности нагрева накипью определяет длительность периода эксплуатации теплообменника между чистками. Большие значения допустимых загрязнений в расчетах принимать не следует, так как это приводит к излишнему увеличению площади поверхности нагрева теплообменников. Расчетную площадь поверхности теплообменника определяют по среднему диаметру труб.



Коэффициенты теплопроводности материала труб и загрязнений в поверочных расчетах водо-водяных теплообменников, применяемых на ТЭЦ, можно брать следующими:

|                          | $\lambda, \text{Вт/(м}\cdot\text{К)}$<br>[кал/(м·с·°C)] |
|--------------------------|---------------------------------------------------------|
| Латунные трубы . . . . . | 105 (90)                                                |
| Стальные трубы . . . . . | 58 (50)                                                 |
| Загрязнения . . . . .    | 2,3 (2,0)                                               |

В отдельных случаях в водо-водяных теплообменниках может иметь место переходный режим движения воды, для которого  $10^4 > Re_T > 2300$ . В этом случае коэффициенты теплоотдачи рассчитываются по формуле (3.19) или (3.23), но с введением поправочного понижающего коэффициента  $\varphi_1$  [38], значения которого приводятся ниже:

|                       |       |       |       |       |       |       |       |       |       |           |
|-----------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-----------|
| $Re_T$ . . . . .      | 2100  | 2200  | 2300  | 2400  | 2500  | 4000  | 5000  | 6000  | 8000  | 10000     |
| $\varphi_1$ . . . . . | 0,200 | 0,273 | 0,320 | 0,358 | 0,400 | 0,550 | 0,645 | 0,812 | 0,885 | 0,96—1,00 |

Теплопередача в трубчатых водо-водяных теплообменниках с поперечно-продольным движением воды в межтрубном пространстве (кожухотрубчатые водо-водяные теплообменники, рис. 3.18). В отличие от рассмотренных выше теплообменников с продольным движением воды в межтрубном пространстве в кожухотрубчатых теплообменниках трубный пучок разделен перегородками с сегментными вырезами на несколько секций и вода в межтрубном пространстве поперечным потоком последовательно омывает каждую секцию. При проходе воды из одной секции в другую через сегментный вырез в перегородке происходит продольно-поперечное омывание трубного пучка.

При турбулентном потоке воды ( $Re \geq 10\,000$ ), что обычно имеет место в рассматриваемых случаях, коэффициент теплоотдачи от воды к шахматно расположенным трубам, омываемым поперечным потоком, определяется по формуле [37, 41]

$$Nu_T = 0,4 Re_T^{0,6} Pr_T^{0,36} \left( \frac{Pr_T}{Pr_c} \right)^{0,25} \varepsilon_{\varphi},$$

откуда

$$\alpha = 0,4 \frac{\lambda_T}{d_n} Re_T^{0,6} Pr_T^{0,36} \left( \frac{Pr_T}{Pr_c} \right)^{0,25} \varepsilon_{\varphi}, \quad (3.24)$$

где  $\varepsilon_{\varphi}$  — коэффициент, учитывающий влияние угла атаки  $\varphi_{ат}$  (угол между осью трубы и направлением потока), имеющий следующие значения:

|                                   |    |    |      |      |      |      |      |      |      |
|-----------------------------------|----|----|------|------|------|------|------|------|------|
| $\varphi_{ат}$ . . . . .          | 90 | 80 | 70   | 60   | 50   | 40   | 30   | 20   | 10   |
| $\varepsilon_{\varphi}$ . . . . . | 1  | 1  | 0,98 | 0,94 | 0,88 | 0,78 | 0,67 | 0,52 | 0,42 |

Число Рейнольдса  $Re = wd_n/\nu$ , где  $w$  — скорость поперечного потока воды, м/с;  $d_n$  — наружный диаметр труб, м;  $\nu$  — коэффициент кинематической вязкости, м<sup>2</sup>/с.

Применительно к кожухотрубчатым теплообменникам коэффициент теплоотдачи в межтрубном пространстве приближенно считают по формуле (3.24), полагая омывание трубного пучка поперечным и принимая значение  $\varepsilon_{\varphi}$  равным 0,6 [41]. Этим коэффициентом учитывается: отклонение характера потока от поперечного при перетекании воды из одного отсека в другой, изменение коэффициента атаки при движении воды в секции и переток.

Температурный напор в однокорпусных одноходовых и многоходовых теплообменниках определяется аналогично уже рассмотренному случаю. При неблагоприятных соотношениях температур греющей и на-

греваемой воды, предопределяющих низкие значения коэффициента  $\phi$ , может оказаться целесообразной установка двухкорпусных теплообменников с последовательным включением корпусов по обоим потокам воды. При этом температурный напор значительно повышается. В этих случаях значение коэффициента  $\phi$  следует определять по графику на рис. 3.21. Общий коэффициент теплопередачи находится по формуле (3.14), но, поскольку площадь поверхности нагрева кожухотрубчатых теплообменников подсчитана по наружному диаметру труб, в формулу (3.14) надо вносить поправку  $d_{tr}^{c.p.}/d_{tr}^{нар}$  (см. пример в гл. 6).

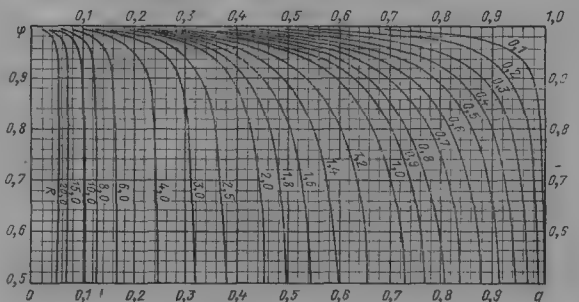


Рис. 3.21. График для определения коэффициента  $\phi$  для двухкорпусных теплообменников в зависимости от значений  $q$  и  $R$  (последовательное включение обеих сред)

В остальном метод расчета теплопередачи в кожухотрубчатых теплообменниках аналогичен рассмотренному выше. Этот метод ориентировочный и пригоден для подбора теплообменников со значительным запасом по площади поверхности нагрева (примерно 15—20%).

**Теплопередача в трубчатых пароводяных подогревателях.** В трубчатых пароводяных подогревателях происходит пленочная конденсация водяного пара на поверхности трубных пучков. Подогреватели имеют вертикальное или горизонтальное расположение трубных пучков, собранных из прямых, U-образных или змеевиковых труб.

Коэффициенты теплоотдачи от труб к воде и теплопередачи в подогревателе, а также площадь поверхности нагрева считаются по формулам и рекомендациям, приведенным выше для водо-водяных теплообменников.

Коэффициент теплоотдачи от пара к стенке трубы в зависимости от конструкции и расположения пучков определяется различными методами, поэтому ниже эти расчеты рассмотрены раздельно.

**Подогреватели с вертикальным трубным пучком.** Практические расчеты коэффициента теплоотдачи от пара к стенке трубы  $\alpha_1$  в этих подогревателях могут производиться по следующим формулам, приведенным к форме, удобной для практического применения [38]:  
при ламинарном течении пленки

$$\alpha_1 = 1,163 \cdot 1,15 \frac{A}{\sqrt{h \Delta t}}; \quad (3.25)$$

Таблица 3.13. Значения коэффициентов  $A$ ,  $B$ ,  $C$  и  $D$  в формулах (3.25), (3.26) и (3.29)

| $t_{пл}$ | $A$    | $B$    | $C$    | $D$    | $t_{пл}$ | $A$    | $B$    | $C$    | $D$    |
|----------|--------|--------|--------|--------|----------|--------|--------|--------|--------|
| 0        | 5952   | 16 470 | —      | 0,5578 | 160      | 11 390 | 39 170 | 10 870 | 0,0082 |
| 10       | 6626   | 18 740 | —      | 0,3140 | 170      | 11 420 | 39 700 | 10 320 | 0,0073 |
| 20       | 7245   | 21 070 | —      | 0,1925 | 180      | 11 420 | 40 150 | 9810   | 0,0061 |
| 30       | 7928   | 23 100 | —      | 0,1273 | 190      | 11 410 | 40 500 | 9250   | 0,0060 |
| 40       | 8387   | 25 100 | —      | 0,0879 | 200      | 11 340 | 40 780 | 8750   | 0,0054 |
| 50       | 8864   | 26 880 | 5262   | 0,0639 | 210      | 11 230 | 40 850 | 8295   | 0,0051 |
| 60       | 9294   | 28 670 | 8845   | 0,0478 | 220      | 11 100 | 40 900 | 7840   | 0,0047 |
| 70       | 9678   | 30 200 | 11 320 | 0,0369 | 230      | 10 950 | 40 800 | 7385   | 0,0044 |
| 80       | 10 020 | 31 600 | 12 590 | 0,0290 | 240      | 10 780 | 40 770 | 6895   | 0,0041 |
| 90       | 10 340 | 33 000 | 13 150 | 0,0234 | 250      | 10 590 | 40 620 | 6475   | 0,0038 |
| 100      | 10 570 | 34 200 | 13 200 | 0,0194 | 260      | 10 340 | 40 350 | 5955   | 0,0036 |
| 110      | 10 760 | 35 100 | 13 075 | 0,0165 | 270      | 10 040 | 40 050 | 5562   | 0,0034 |
| 120      | 10 940 | 35 950 | 12 780 | 0,0142 | 280      | 9732   | 39 650 | 5082   | 0,0032 |
| 130      | 11 090 | 36 950 | 12 300 | 0,0122 | 290      | 9411   | 39 300 | 4600   | 0,0030 |
| 140      | 11 210 | 37 700 | 11 810 | 0,0106 | 300      | 9009   | 38 750 | 4145   | 0,0028 |
| 150      | 11 310 | 38 400 | 11 350 | 0,0092 |          |        |        |        |        |

при смешанном характере течения пленки (ламинарное сверху и турбулентное снизу)

$$\alpha_1 = 1,163 \left( 0,16B + \frac{C}{h\Delta t} \right), \quad (3.26)$$

где  $\alpha_1$  — коэффициент теплоотдачи от пара к трубам, Вт/(м<sup>2</sup>·К);  $h$  — длина труб, по которым непрерывно стекает конденсат (в вертикальных трубчатых подогревателях — длина труб между перегородками), м;  $\Delta t$  — разность температур между паром (температура насыщения, см. рис. 3.19) и стенкой трубы, °С;  $A$ ,  $B$ ,  $C$  — коэффициенты, выражающие значения комплекса величин, зависящих от температуры пленки конденсата, и определяемые по табл. 3.13; в поверочных расчетах можно принимать их по температуре пара [см. пояснение к формуле (3.19)].

Средняя температура пленки конденсата

$$t_{пл} = 0,5(t_n + t_c). \quad (3.27)$$

Температуру стенки труб со стороны пара можно считать по упрощенной формуле

$$t_c = t_n - \frac{\alpha_1(t_n - t_{вод}^{cp})}{\alpha_1 + \alpha_2}, \quad (3.28)$$

где  $t_n$  — температура насыщенного пара при расчетном давлении в подогревателе, °С;  $t_{вод}^{cp}$  — средняя температура воды в трубах, °С;  $\alpha_1$  и  $\alpha_2$  — коэффициенты теплоотдачи от пара к стенке и от стенки к воде, Вт/(м<sup>2</sup>·К) [ккал/(м<sup>2</sup>·ч·°С)].

Формула (3.28) получена из уравнения (3.20) при использовании выражений

$$k \approx \frac{\alpha_1 \alpha_2}{\alpha_1 + \alpha_2}; \quad \Delta t_{cp} \approx t_n - t_{вод}^{cp}; \quad q \approx \alpha_1(t_n - t_c).$$

Погрешность в определении площади поверхности нагрева с использованием формулы (3.28), не учитывающей загрязнений, зависит от количества последних и обычно составляет примерно 5% в сторону за-  
паса.

Характер течения пленки конденсата (ламинарный или смешанный) определяется по значению  $\Delta t$  [38]. При  $\Delta t < \Delta t_{\text{крит}}$  течение пленки ламинарное, при  $\Delta t > \Delta t_{\text{крит}}$  — смешанное;

$$\Delta t_{\text{крит}} = \frac{395}{h} D. \quad (3.29)$$

Значения коэффициента  $D$  приведены в табл. 3.13.

Практически для определения  $\zeta$  предварительно подсчитывают коэффициент теплоотдачи от стенки к воде  $\alpha_2$  по формуле (3.23) и задаются значением коэффициента теплоотдачи от пара к стенке  $\alpha_1$ . В конце расчета проверяют значение  $\alpha_1$ , и если оно не совпадает с предварительно принятым значением, то расчет уточняют.

В подогревателях с трубами из углеродистой стали в формулах (3.25) и (3.26) должен вводиться коэффициент 0,8, учитывающий шероховатость труб, увеличивающую толщину конденсатной пленки и снижающую коэффициент теплоотдачи.

В поверочных расчетах коэффициенты  $A$ ,  $B$ ,  $C$  и  $D$  можно принимать по температуре пара в подогревателе (температуре насыщения) [38]. Формулы (3.25) и (3.26) составлены для медленно движущегося пара ( $\rho w < 30 \text{ кг/(м}^2 \cdot \text{с)}$ ). При значительной скорости пара вдоль поверхности конденсации в эти формулы вводится поправочный коэффициент. В поверочных расчетах подогревателей с прямыми трубами этой поправкой можно пренебречь, так как она лежит в пределах допустимой погрешности подсчета.

Формулы для расчета коэффициента теплоотдачи при конденсации пара относятся к насыщенному пару. При подводе к подогревателю пара с небольшим перегревом, что часто бывает в практике, коэффициент теплоотдачи  $\alpha_1$  несколько увеличивается за счет уменьшения расхода пара и соответственно утонения пленки конденсата. Влияние этого фактора на  $\alpha_1$  незначительно и в поверочных расчетах может не учитываться.

Подогреватели с горизонтальным трубным пучком. В этих подогревателях коэффициент теплоотдачи  $\alpha_1$ , Вт/(м<sup>2</sup>·К) [ккал/(м<sup>2</sup>·ч·°С)], можно определять по формуле [39]

$$\alpha_1 = 1.163 \cdot 0.725 A_1 \left( \frac{r}{\Delta t_{\text{ср}} d_n^{0.4} \cdot 19} \right)^{0.25}, \quad (3.30)$$

где  $A_1$  — коэффициент, имеющий приведенные ниже значения для температуры пленки [см. пояснение к формуле (3.19)]; в поверочных расчетах можно принимать его по температуре пара:

|                     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|---------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $t, ^\circ\text{C}$ | 10   | 20   | 40   | 60   | 80   | 100  | 120  | 140  | 160  | 180  | 200  |
| $A_1$               | 1270 | 1470 | 1700 | 1900 | 2070 | 2190 | 2300 | 2370 | 2410 | 2430 | 2430 |

$n_{\text{ср}}$  — среднее число труб в пучке по вертикали;  $r$  — скрытая теплота парообразования, кДж/кг (ккал/кг);  $\Delta t$  — разность температур между паром и стенкой трубы, К (°С);  $d_n$  — наружный диаметр труб, м.

Для труб из обычной углеродистой стали при расчете следует вводить коэффициент 0,8. Влияние перегрева пара на  $\alpha_1$  можно не учитывать.

В тех случаях, когда требуется более точный расчет коэффициента теплопередачи в пароводяном подогревателе, например, когда полученная по расчету площадь поверхности нагрева пароводяного подогревателя не может быть подобрана с некоторым запасом, для определения  $\alpha_1$  рекомендуется пользоваться более точной формулой Д. А. Лабунцова [40].

### 3.4. Редукционно-охладительные и охлаждающие установки

Редукционно-охладительные (в том числе и быстродействующие) установки (РОУ и БРОУ) высокого давления ( $p_p=14$  МПа) выпускаются Чеховским заводом энергетического машиностроения. Начиная с 1980 г. завод приступил к выпуску РОУ (БРОУ), предназначенных для постоянной длительной работы с охладителями пара новой конструкции, в которых механический распыл воды заменен пароводяным. Эти РОУ снабжаются специальными камерами-смесителями увлажняющей воды с редуцированным паром, из которых пароводяная эмульсия подается в охладитель пара. С переходом на охладители пара новой схемы общий габарит установок практически не изменяется.

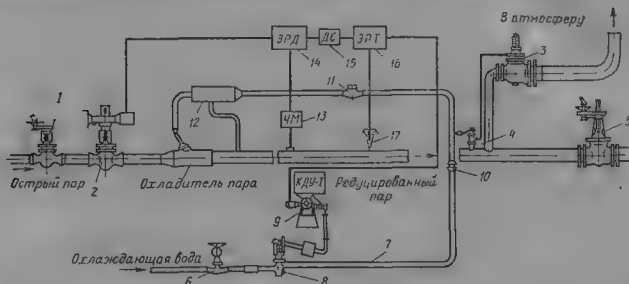


Рис. 3.22. Схема редукционно-охладительной установки высокого давления с охладителем, оборудованным камерой пароводяного распыла:

1 — запорная задвижка; 2 — дроссельный регулирующий клапан шиберного типа; 3 — пружинный предохранительный клапан; 4 — выпускной рычажный клапан; 5 — запорная задвижка; 6 — запорный вентиль; 7 — трубопровод охлаждающей воды; 8 — дроссельный регулирующий клапан; 9 — привод (исполнительный механизм) регулирующего клапана; 10 — расходомерная шайба; 11 — обратный клапан; 12 — камера пароводяного распыла; 13 — чувствительный манометр; 14 — электронный прибор, регулирующий давление; 15 — комплект динамической связи; 16 — электронный прибор, регулирующий температуру; 17 — термопара для измерения температуры пара

На рис. 3.22 представлена принципиальная схема этих РОУ, а в табл. 3.14 — их характеристики по данным завода. Редуцирование пара производится дроссельным клапаном шиберного типа, охлаждение пара — присадкой пароводяной эмульсии в редуцированный пар. За охладителем пара имеется труба значительной протяженности для выравнивания температуры пара.

Для периодической работы РОУ и БРОУ будут поставляться по схеме с механическим распылом воды.

Быстродействующие редукционно-охладительные установки (БРОУ) отличаются от обычных РОУ скоростью включения и применяются в тех случаях, когда даже кратковременное прекращение подачи пара потребителю недопустимо. Время полного открытия парового и водяного клапанов БРОУ не должно превышать 30 с; БРОУ снабжаются запорно-регулирующей арматурой на остром паре и охлаждающей воде, которая в закрытом состоянии обеспечивает плотность при рабочем давлении пара и воды, а также не требует предварительного разогрева перед включением БРОУ. Регулирование давления и температуры редуцированного пара производится автоматически с помощью аппаратов электронного типа.

Таблица 3.14. Редукционно-охладительные установки высокого давления  
Чеховского завода энергетического машиностроения

| Типоразмер   | Производительность, т/ч | Параметры свежего пара  |                 | Параметры редуцированного и охлажденного пара |                 | Параметры охлаждающей воды |                 |
|--------------|-------------------------|-------------------------|-----------------|-----------------------------------------------|-----------------|----------------------------|-----------------|
|              |                         | Давление, МПа (кгс/см²) | Температура, °С | Давление, МПа (кгс/см²)                       | Температура, °С | Давление, МПа (кгс/см²)    | Температура, °С |
| РОУ-I-BA3    | 21                      | 14 (140)                | 570             | 2,5—2,7 (25—27)                               | 227             | 5,5 (55)                   | 160             |
| РОУ-II-BA3   | 170—233                 | 14 (140)                | 570             | 10 (100)                                      | 510—540         | 15,0 (150)                 | 160             |
| РОУ-III-BA3  | 60                      | 14 (140)                | 570             | 1,5—2,0 (15—20)                               | 250             | 5,5 (55)                   | 160             |
| РОУ-IV-BA3   | 150                     | 14 (140)                | 570             | 1,0—1,6 (10—16)                               | 250             | 5,5 (55)                   | 160             |
| РОУ-V-BA3    | 250                     | 14 (140)                | 570             | 1,0—1,4 (10—14)                               | 250             | 5,5 (55)                   | 160             |
| РОУ-VI-BA3   | 80                      | 14 (140)                | 570             | 0,12—0,25 (1,2—2,5)                           | 150             | 1,5 (15)                   | 50              |
| РОУ-VII-BA3  | 150                     | 14 (140)                | 570             | 0,12—0,25 (1,2—2,5)                           | 150             | 1,5 (15)                   | 50              |
| РОУ-VIII-BA3 | 250                     | 14 (140)                | 570             | 1,5—2,0 (15—20)                               | 250             | 5,5 (55)                   | 160             |
| РОУ-IX-BA3   | 250                     | 14 (140)                | 570             | 0,6 (6)                                       | 190             | 1,5 (15)                   | 50              |

Примечание. Редукционно-охладительные установки выпускаются в модификации РОУ и БРОУ. Поставка БРОУ презует согласованная с заводом. Комплектация РОУ и БРОУ приводится в каталоге [46].

Описания РОУ среднего давления, выпускаемых Барнаульским котельным заводом, их конструкции и характеристики приведены в [23].

**Растопочные РОУ.** Для использования теплоты пара, получаемого от котлов в период их растопки (до включения в общую паровую магистраль), на ТЭЦ высокого давления устанавливаются так называемые растопочные РОУ. В них производится редуцирование пара, поступающего из растапливаемого котла, до давления в линии промежуточного отбора либо до давления в теплофикационном отборе.

Наибольшее поступление пара из растапливаемого котла происходит в конце растопочного периода, по которому и должна выбираться производительность растопочной РОУ. Практикой эксплуатации котельных установок высокого давления с естественной циркуляцией паропроизводительностью от 120 до 480 т/ч установлено, что для их растопки нужно иметь растопочные РОУ, обеспечивающие работу на 30—40% их номинальной производительности.

Таблица 3.15. Охладительные установки (ОУ) Барнаульского котельного завода. Номенклатура и техническая характеристика

| Давление, МПа (кгс/см²)   | T <sub>1</sub> /T <sub>2</sub> , °С | Диаметр трубы, мм, толщина стенки, мм; давление воды, МПа (кгс/см²) для установок производительностью, т/ч |                               |                               |                               |                               |                               |                               |                               |
|---------------------------|-------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
|                           |                                     | 10                                                                                                         | 20                            | 30                            | 40                            | 60                            | 80                            | 100                           | 120                           |
| 0,4±0,1<br>(4±1)          | 250±25<br>145±25                    | 273×12;<br>1,6—3,0<br>(15—30)                                                                              | 377×15;<br>1,8—3,6<br>(18—36) | 426×16;<br>2,2—3,2<br>(22—32) | —                             | —                             | —                             | —                             | —                             |
| 0,6±0,2<br>(6±2)          | 300±25<br>180±20                    | 219×9;<br>1,7—2,7<br>(17—27)                                                                               | 273×12;<br>2,3—5,3<br>(23—53) | 325×13;<br>1,6—3,4<br>(16—34) | 377×15;<br>2,2—5,4<br>(22—54) | 423×16;<br>2,3—4,0<br>(23—40) | —                             | —                             | —                             |
| 1,1±0,2<br>—0,1<br>(11±2) | 300±30<br>210±20                    | 219×9;<br>2,3—5,0<br>(23—50)                                                                               | 273×12;<br>3,5—6,4<br>(35—64) | 325×13;<br>2,3—4,0<br>(23—40) | 377×15;<br>2,2—6,0<br>(22—60) | 426×16;<br>3,1—5,0<br>(31—50) | —                             | —                             | —                             |
| 1,6±0,2<br>—0,1<br>(16±2) | 350±30<br>250±25                    | —                                                                                                          | —                             | 219×9;<br>2,5—3,7<br>(25—37)  | 273×12;<br>3,0—4,5<br>(30—45) | 325×13;<br>3,0—6,4<br>(30—64) | 377×15;<br>3,0—5,4<br>(30—64) | 377×15;<br>3,5—6,4<br>(35—64) | 426×16;<br>3,6—6,4<br>(36—64) |
| 2,2±0,2<br>(22±2)         | 380±30<br>250±25                    | —                                                                                                          | —                             | 219×9;<br>3,5—6,0<br>(35—60)  | 273×12;<br>4,2—6,4<br>(42—64) | 325×13;<br>3,5—6,4<br>(35—64) | 377×15;<br>4,0—6,4<br>(40—64) | 377×15;<br>4,8—6,4<br>(48—64) | 426×16;<br>5,8—6,4<br>(58—64) |
| 3,15±0,3<br>(31,5±3)      | 420±30<br>300±30                    | —                                                                                                          | —                             | —                             | 219×9;<br>4,2—6,4<br>(42—64)  | 273×12;<br>4,2—6,4<br>(42—64) | 325×13;<br>4,8—6,4<br>(48—64) | 377×15;<br>5,1—6,4<br>(51—64) | 426×16;<br>5,8—6,4<br>(58—64) |
| 3,9±0,4<br>(39±4)         | 450±30<br>315±30                    | —                                                                                                          | —                             | —                             | 219×9;<br>5,0—6,4<br>(50—64)  | 273×12;<br>6,1—3,4<br>(61—64) | 325×13;<br>6,4—3,4<br>(64—64) | 377×15;<br>6,4<br>(64)        | 426×16;<br>6,4<br>(64)        |

Примечание. T<sub>1</sub>—температура воды на входе; T<sub>2</sub>—температура пара на выходе.

Охладительные установки для пара низкого давления (устанавливаются на промышленных отборах турбин) выпускаются Барнаульским котельным заводом по номенклатуре, приведенной в табл. 3.15.

Пароохладитель состоит из трубы большого диаметра на опорах (см. табл. 3.15) длиной 6 м (для всех пароохладителей), на которой с одной стороны установлены сопла, впрыскивающие воду, а с другой — сборник конденсата с конденсатоотводчиком. Труба пароохладителя должна устанавливаться с уклоном по ходу пара не менее 1:500.

## Глава четвертая

### СТАНЦИОННЫЕ ТРУБОПРОВОДЫ И ПРОЧЕЕ ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

#### 4.1. Трубопроводы ТЭЦ

В осуществлении технологического процесса ТЭЦ трубопроводы выполняют весьма ответственную роль. С их помощью соединяется в единый технологический комплекс все основное и вспомогательное оборудование ТЭЦ. Поэтому при проектировании тепловых электростанций вопросам надежности и безаварийной работы трубопроводов должно уделяться особое внимание.

В основе проекта трубопроводов энергоустановки лежит их плоскостная схема, которая фиксирует все необходимые коммуникации для пара и воды, места и типы устанавливаемой запорной и регулирующей арматуры и диаметры трубопроводов. На основании этой схемы разрабатываются рабочие чертежи, по которым изготавливаются трубопроводы. Проектирование трубопроводов тепловых энергоустановок в настоящее время полностью нормализовано. Все элементы трубопроводов — сами трубы, их опоры, приводы к арматуре — выполняются по ОСТ, что значительно облегчает проектирование и изготовление трубопроводов. Изготовление станционных трубопроводов производится специализированными заводами КВОиТ. Расчет диаметров трубопроводов производится на основании данных пароводяного баланса ТЭЦ, которым определяются количества и параметры транспортируемых пара и воды. Материал и толщина стенок трубопроводов выбираются в зависимости от давления и температуры среды, проходящей по трубопроводу, в соответствии с правилами Госгортехнадзора [42]. Обычно исходя из расходов пара, воды или конденсата, определенных в расчетах тепловой схемы, и допустимых скоростей, предварительно определяют диаметры трубопроводов

$$d_{\text{нн}} = \sqrt{0,354 \frac{G}{w\rho}}, \quad (4.1)$$

где  $G$  — расход среды, протекающей по трубопроводу, т/ч;  $w$  — скорость среды, м/с;  $\rho$  — плотность среды, кг/м<sup>3</sup>; затем по нормам подбирают размеры трубопроводов, соответствующие параметрам среды, проходящей через них, и повторным расчетом по формуле (4.2) проверяют фактические скорости (они не должны быть больше допустимых):

$$w = \frac{0,354G}{d_{\text{нн}}^2 \rho}. \quad (4.2)$$

По рекомендациям института Теплоэлектропроект в настоящее время принимаются следующие скорости пара и воды в трубопроводах ТЭЦ, м/с:

|                                                                                           |       |
|-------------------------------------------------------------------------------------------|-------|
| Перегретый пар высоких параметров 10—14 МПа (100—140 кгс/см <sup>2</sup> )                | 40—60 |
| Перегретый пар повышенных, средних и низких параметров—до 4 МПа (40 кгс/см <sup>2</sup> ) | 40—70 |
| Питательная вода котлов в напорном трубопроводе                                           | 2,5—4 |
| Питательная вода во всасывающих трубопроводах насосов                                     | 0,6—1 |
| Вода в остальных трубопроводах                                                            | 2—3   |

Схема трубопроводов должна быть проста и вместе с тем надежна. Устанавливаемая на трубопроводах арматура должна обеспечивать возможность выполнения всех режимных операций в энергоустановке, включения из технологического процесса оборудования и аварийных участков трубопроводов без нарушения технологического процесса, а также обеспечивать пусковые режимы оборудования. Не следует устанавливать на трубопроводах лишнюю арматуру, так как она не только удорожает установку, но и снижает ее надежность. Об этом нужно помнить при составлении схемы трубопроводов и очень тщательно проверять необходимость установки запорной арматуры. Трубопроводная сеть должна полностью удовлетворять правилам технической эксплуатации [26] и нормам технологического проектирования электростанций [9].

По нормам технологического проектирования [9] на моноблочных

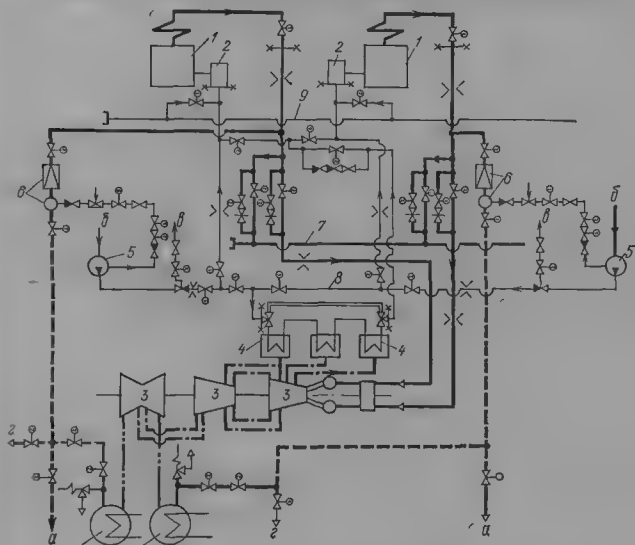


Рис. 4.1. Схема главных трубопроводов дубль-блока с турбиной Т-175/210-130:

1 — котел; 2 — узел питания котла; 3 — турбина Т-175/210-130; 4 — ПВД; 5 — питательный электронасос; 6 — пускорастопочная БРОУ; 7 — перемычка острого пара; 8 — секционированная перемычка после питательных насосов; 9 — горячая перемычка питательной воды; а — в напорный производственный пар; б — в деаэратора; в — в атмосферу (обозначения линии и арматуры по ОСТ 103.001.105-77)



ТЭЦ с промежуточным перегревом применяются блочные схемы трубопроводов без поперечных связей (например, ТЭЦ с турбинами Т-250/300-240 и котлами П<sub>т</sub>-1000-255 или ТЭЦ с турбинами Т-80/210-130 и котлами Ед-670-140). На ТЭЦ без промежуточного перегрева с дубль-блоками (Т-175, ПТ-135, Р-100, см. гл. 1) рекомендуется применять также блочные схемы главных трубопроводов без поперечных связей. При установке только моноблоков Т-100, ПТ-80, Р-50 или в сочетании их с дубль-блоками, например Т-175+ПТ-80+Р-50, или главных трубопроводов выполняется с упрощенными поперечными связями. На рис. 4.1 в качестве примера приведена схема главных трубопроводов секции дубль-блока в составе Т-175/210-130 и 2ХБКЗ-420 с упрощенными поперечными связями. В двух смежных секциях ТЭЦ устанавливаются моноблоки с турбинами ПТ-80 и Р-50. Пар от двух котлов подводится к стопорным клапанам турбины. Турбина отключается от котлов и БРОУ двумя последовательно установленными задвижками. Поэтому при ремонте турбины котлы могут работать на БРОУ. Острый пар котельных установок дубль-блока при необходимости частично может быть подан в турбины соседних моноблоков по перемычке острого пара. При этом питательная вода от питательных насосов этих моноблоков в соответствующем количестве будет подана в котлы дубль-блока через горячую перемычку питательной воды (см. рис. 4.1).

Как показано на рис. 4.1, дубль-блок Т-175 имеет две БРОУ по числу котлов. Эти БРОУ предназначены для работы в период растопки котлов, производительность каждой из них 150 т/ч. Дубль-блоки с турбинами ПТ-135 и Р-100 также имеют по две группы БРОУ с суммарной производительностью по 350 т/ч, так как они предназначены не только для растопки котлов, но и для резервирования турбин по промежуточным отборам. В моноблочных секциях с турбинами ПТ-80, Т-100, Р-50 предусматривается растопочная магистраль, соединяющая котлы с растопочной РОУ производительностью 150 т/ч, которая устанавливается в секции постоянного торца. Для резервирования турбин ПТ-80 и Р-50 по промежуточным отборам предусматривается установка БРОУ 140/15 суммарной производительностью 250—350 т/ч.

Питательные трубопроводы высокого давления выполнены по блочной схеме с секционированными коллекторами после питательных насосов и после ПВД. Между «холодным» и «горячим» коллекторами имеются перемычки, так называемые линии холодного питания, рассчитанные на пропуск воды для одного котла. Увлажняющая вода к БРОУ подается от промежуточной ступени питательного насоса.

Выдача пара производственным потребителям производится по двухниточным паропроводам. Отбор пара на мазутохозяйство предусматривается из магистралей производственного пара с эстакады вблизи мазутного хозяйства.

Арматура высокого давления изготавливается бесфланцевой, что повышает надежность соединений трубопроводов, уменьшает их стоимость и упрощает обслуживание, так как исключается необходимость постоянного наблюдения за фланцевыми соединениями и устранения в них расстройств уплотнений и других неполадок. В дальнейшем и для трубопроводов низкого давления также предполагается выпускать бесфланцевую арматуру.

Устанавливаемая на трубопроводах арматура должна иметь приводы, обеспечивающие закрытие и открытие ее одним человеком. Запорная арматура, связанная с системами автоматизации или требующая дистанционного управления, должна иметь электропривод. Арматура, управляемая по месту, должна иметь приспособления, обеспечивающие

удобное обслуживание ее и, если нужно, соответствующие площадки обслуживания. Рациональным расположением арматуры в некоторых случаях удается избежать сооружения дорогостоящих площадок для ее обслуживания.

Максимально допустимое усилие на штурвале запорной арматуры, обслуживаемой вручную, составляет 50 кгс·м. Если расчетное усилие на штурвале запорной арматуры превышает это значение, то должен быть установлен механизм, снижающий это усилие (колонка), или установлена арматура с электроприводом (последняя применяется лишь в самых необходимых случаях).

Все насосы, работающие параллельно или на сеть, из которой возможны обратные потоки воды при остановке насосов, должны иметь с напорной стороны обратные клапаны, устанавливаемые за напорным патрубком насоса и отключающие задвижки за обратным клапаном. Со всасывающей стороны насосов устанавливаются отключающие задвижки.

Схема трубопроводов должна обеспечивать равномерное распределение между деаэраторами подаваемых в них химически очищенной воды и конденсата. Для этого необходимо предусматривать уравнилельные трубопроводы между деаэраторными баками, соединяющие их водяные объемы и паровые пространства над уровнем воды. Крепление трубопроводов производится на специальных опорах, конструкция которых также нормализована. Опоры трубопроводов должны иметь достаточную прочность, соответствующую весовой нагрузке, передаваемой на них, обеспечивать свободное перемещение трубопроводов при тепловом расширении, предотвращать вибрацию трубопроводов и воспринимать компенсационные усилия (неподвижные опоры).

Особо важное значение при проектировании имеет решение вопросов компенсации линейных удлинений горячих трубопроводов. При конструировании трубопроводов надо стремиться к сокращению числа искусственных компенсирующих устройств, использованию возможностей естественной гибкости трубопроводов и самокомпенсирующей способности их. Этим вопросам посвящена специальная литература [33, 42—44]. Институтом Теплоэлектропроект разработаны Руководящие технические материалы (РТМ) по проектированию станционных трубопроводов тепловых электростанций, которые в настоящее время являются основным пособием проектировщиков станционных трубопроводов.

Все паропроводы и трубопроводы горячей воды с температурой ее выше 50°C изолируются специальными материалами, обладающими низкой теплопроводностью, для уменьшения потерь теплоты в окружающую среду и создания безопасных условий для обслуживающего персонала. Выбор изолирующих материалов и толщины покрытия производится в зависимости от температур изолируемых поверхностей [25].

Арматура для станционных трубопроводов ТЭЦ выпускается тремя заводами — Чеховским заводом энергетического машиностроения (ранее ВАЗ), БКЗ и ТКЗ. Конструктивные характеристики энергетической арматуры приведены в [46]. По [9, § 6.19] не допускается применение чугунной арматуры на трубопроводах пара и воды с  $D_v \geq 50$  при  $t \geq 120^\circ\text{C}$ . Применение чугунной арматуры для других трубопроводов регламентируется нормами [9]. Станционные трубопроводы высокого давления изготавливаются БКЗ, БелКЗ, а низкого давления — заводами КВОНТ (см. § 2.4).

При выборе вспомогательного оборудования часто возникает необходимость в определении (расчете) гидравлического сопротивления от-

дельных участков стационарных трубопроводов, а также паропроводов к потребителям и возвратных конденсатопроводов. Поэтому представляется целесообразным рассмотреть методику этих расчетов и привести необходимые вспомогательные материалы для их выполнения.

**Методика гидравлического расчета трубопроводов.** Для движения какой-либо среды по трубопроводу необходимо, чтобы между любыми точками трубопровода существовала разность давлений, или напор; чем она больше, тем больше скорость движения среды по трубопроводу. Зависимость между скоростью и напором, необходимым для ее создания, выражается формулой

$$h_c = \frac{\omega^2 \rho}{2g}, \quad (4.3)$$

где  $h_c$  — так называемый скоростной напор, м вод. ст.;  $\omega$  — скорость движения среды, м/с;  $\rho$  — плотность среды, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  — ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>.

Напор в трубопроводе затрачивается на преодоление сопротивлений движению среды, которое складывается из сопротивлений трения и местных сопротивлений — сопротивлений изменения направления и скорости; местные сопротивления возникают в элементах поворотов трубопровода (колена, тройники), в запорной и регулирующей арматуре при внезапных сужениях или расширениях трубопровода.

Если бы не было местных сопротивлений, то расходуемый на их преодоление напор сообщил бы среде некоторую дополнительную скорость, поэтому местные сопротивления принято выражать в долях скоростного напора:

$$h_m = \xi \frac{\omega^2 \rho}{2g}, \quad (4.4)$$

где  $\xi$  — коэффициент местного сопротивления.

Гидравлическое сопротивление трубопровода (требуемый напор) определяется его протяженностью, скоростью течения транспортируемой среды, наличием местных сопротивлений, а также степенью шероховатости труб (см. ниже).

При транспорте по трубопроводу жидкостей, кроме того, надо учитывать разность геодезических отметок начала и конца расчетного участка трубопровода.

При скоростях пара и воды, указанных выше [см. формулу (4.2)], гидравлическое сопротивление трубопровода (падение давления на расчетном участке) с достаточной точностью для выбора вспомогательного оборудования можно определять по общезвестной формуле

$$\Delta p = \frac{\omega_c^2 \rho_c}{2g} \left( \frac{\lambda}{d_p} L + \sum_1^m \xi \right) + (H_2 - H_1) \rho_c, \quad (4.5)$$

где  $\Delta p$  — падение давления на расчетном участке трубопровода, кгс/см<sup>2</sup> (м вод. ст.);  $\omega_c$  — средняя скорость среды на расчетном участке, м/с;  $\rho_c$  — средняя плотность среды, кг/м<sup>3</sup>;  $\lambda$  — коэффициент трения;  $L$  — развернутая длина трассы трубопровода, включая длину прямых участков и развернутую длину сварных колен, отводов и тройников, м;  $d_p$  — расчетный диаметр трубопровода, м (принимается равным внутреннему диаметру);  $H_1$  и  $H_2$  — геодезические отметки начала и конца расчетного участка трубопровода;  $\xi$  — коэффициент местного сопротивления.

Средняя плотность  $\rho_c$  подсчитывается как среднее арифметическое ее значение в начале и конце трассы. Значение  $\rho_c$  в конце трассы должно определяться с учетом предполагаемого падения давления и при

энthalпии среды, равной начальной. Значения  $\Delta p$  и  $\rho_k$  подсчитываются методом последовательных приближений.

Удельный коэффициент сопротивления трения  $\lambda/d_p$  гладкого трубопровода определенного внутреннего диаметра зависит от коэффициента трения  $\lambda$  (безразмерная величина).

В зоне турбулентного режима течения среды со значением  $Re \geq Re_{пр}$  (область квадратичного закона изменения  $\lambda$ )

$$\lambda = \frac{1}{\left(1,14 + 2 \lg \frac{d_p}{K_a}\right)^2} \quad (4.6)$$

(СНиП II-36-73. Тепловые сети). В переходной зоне при  $Re < Re_{пр}$

$$\lambda = \frac{1}{\left[-2 \lg \left(\frac{2,51}{Re \sqrt{\lambda}} + \frac{K_a}{3,7 d_p}\right)\right]^2}, \quad (4.7)$$

где  $K_a$  — эквивалентная шероховатость труб (коэффициент, характеризующий шероховатость трубы, служащий эквивалентом шероховатости), принимаемая для бесшовных стальных труб (не подверженные корро-

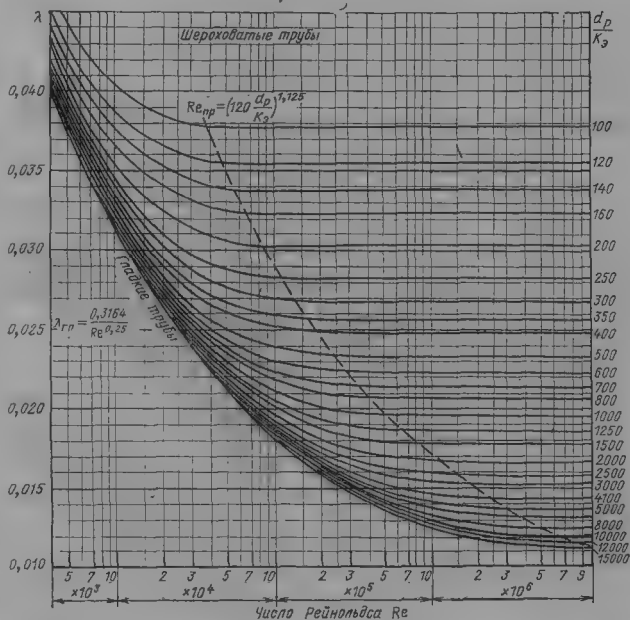


Рис. 4.2. Зависимость коэффициента сопротивления  $\lambda$  стальных труб от числа Рейнольдса и характеристики трубопровода по данным ВТИ

зни паропроводы, трубопроводы питательной воды и др.) 0,0002, для сварных стальных труб, не подверженных коррозии, 0,0003 для стальных труб, подверженных коррозии (выхлопные, сливные и т. п.), 0,00055—0,00065, для конденсаторов 0,001 м;  $Re$  — число Рейнольдса, определяемое по формуле

$$Re = \frac{w_c d_p}{\nu} \quad (4.8)$$

где  $\nu$  — коэффициент кинематической вязкости,  $m^2/c$  (см. табл. 3.12).

Граница переходной зоны

$$Re_{пр} = 560 \frac{d_p}{K_s} = \left(120 \frac{d_p}{K_s}\right)^{1.125} \quad (4.9)$$

Для облегчения определения  $\lambda$  на рис. 4.2 приведен график  $\lambda = f(Re)$  по данным ВТИ.

Коэффициенты местных сопротивлений, необходимые для расчетов сопротивлений стационарных трубопроводов ТЭЦ, принимаются следующими:

|                                                         |             |
|---------------------------------------------------------|-------------|
| Компенсатор салыниковый . . . . .                       | $\xi = 0,2$ |
| Компенсатор линзовый многоволновй без рубашки . . . . . | $\xi = 0,2$ |
| Компенсатор линзовый многоволновй с рубашкой . . . . .  | $\xi = 0,1$ |

Коэффициенты сопротивления отводов (колен) приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1. Коэффициенты сопротивления  $\xi$  отводов и колен  $Re > 2 \cdot 10^3$ ;  $K_s = 0,2$

| Наименование                                            | $D_y$ , мм     | $\frac{R_{гнл}}{D_y}$ | Коэффициент местного сопротивления $\xi$ при углах поворота |      |      |      |       |
|---------------------------------------------------------|----------------|-----------------------|-------------------------------------------------------------|------|------|------|-------|
|                                                         |                |                       | 90°                                                         | 60°  | 45°  | 30°  | 22,5° |
| Отводы (колена) гнутые                                  | Всех диаметров | $>3$                  | 0,20                                                        | 0,15 | 0,12 | 0,09 | 0,07  |
| Отводы крутоизогнутые                                   | То же          | 1,5                   | 0,25                                                        | 0,20 | 0,16 | —    | —     |
| Отводы литые                                            | "              | 1,0                   | 0,60                                                        | —    | —    | —    | —     |
| Отводы сварные                                          | "              | 1,5                   | 0,55                                                        | 0,43 | 0,28 | 0,25 | 0,16  |
| То же                                                   | 100            | 1,5                   | 0,48                                                        | 0,37 | 0,24 | 0,22 | 0,14  |
| "                                                       | 125            | 1,5                   | 0,41                                                        | 0,32 | 0,21 | 0,19 | 0,12  |
| "                                                       | 150            | 1,5                   | 0,35                                                        | 0,27 | 0,18 | 0,16 | 0,10  |
| "                                                       | 200            | 1,5                   | 0,30                                                        | 0,24 | 0,16 | 0,14 | 0,09  |
| "                                                       | 250—450        | 1,0                   | 0,40                                                        | 0,31 | 0,19 | 0,18 | 0,11  |
| "                                                       | 500—1400       | 1,0                   | 2,16                                                        | —    | —    | —    | —     |
| Утка сварная (последовательно два колена под углом 90°) | Всех диаметров | 1,0                   | —                                                           | —    | —    | —    | —     |

Примечание. Приведенные в таблице значения  $\xi$  с достаточной точностью для рассматриваемых расчетов можно применять для трубопроводов с  $K_s = 0,2 \div 0,7$  мм.

Тройники сварные. Слияние потоков. Коэффициент сопротивления для прямого потока  $\xi_{п}$ , отнесенный к скорости в сечении после слияния потоков,

$$\xi_{п} = \frac{Q_6}{Q_c} \left(1,55 - \frac{Q_6}{Q_c}\right), \quad (4.10)$$

где  $Q_6$  и  $Q_c$  — расходы бокового и суммарного потоков.

Коэффициент сопротивления для бокового потока, отнесенный к скорости после слияния потоков,

$$\xi_6 = A \left[1 + \left(\frac{Q_6 F_6}{Q_c F_c}\right)^2 - 2 \left(1 - \frac{Q_6}{Q_c}\right)^2\right]. \quad (4.11)$$

где  $F_b$  и  $F_c$  — площади сечения для бокового и суммарного потоков;  $A$  — коэффициент, имеющий следующие значения:

|                 |         |         |     |      |     |
|-----------------|---------|---------|-----|------|-----|
| $F_b/F_c$ ..... | 0,0—0,2 | 0,3—0,4 | 0,6 | 0,8  | 1   |
| $A$ .....       | 1       | 0,75    | 0,7 | 0,65 | 0,6 |

Следует иметь в виду, что значение  $\xi_b$  может быть отрицательным.

В отдельных случаях может потребоваться значение коэффициента сопротивления тройника  $\xi'$ , отнесенное не к суммарной скорости потока после слияния их, а к скорости входящего потока. В этом случае значения  $\xi$ , полученные по формулам (4.10) и (4.11), следует пересчитать:

$$\xi' = \xi \left( \frac{d_{вх}}{d_c} \right)^5 \left( \frac{G_c}{G_{вх}} \right)^2. \quad (4.12)$$

В случае применения тройников с диаметрами, отличными от расчетного, значение  $\xi$  (или  $\xi'$ ) следует привести к расчетному диаметру трубопровода:

$$\xi_p = \left( \frac{d_p}{d_{тр}} \right)^5 \xi_{тр}. \quad (4.13)$$

где  $d_{вх}$  — диаметр входного патрубка тройника (прямого или бокового), м;  $G_{вх}$  — расход входящего потока (прямого или бокового), т/ч.

**Тройники сварные. Разделение потоков.** Коэффициент сопротивления для прямого потока, отнесенный к скорости в сечении до разделения потоков,

$$\xi_n = 0,4 (Q_b/Q_c)^2. \quad (4.14)$$

Коэффициент сопротивления для бокового ответвления, отнесенный к скорости в сечении до разделения потоков,

$$\xi_b = A' \left[ 1 + \left( \frac{Q_b F_c}{Q_c F_b} \right)^2 \right]. \quad (4.15)$$

При  $\frac{Q_b F_c}{Q_c F_b} < 0,8$   $A' = 1$ ; при  $\frac{Q_b F_c}{Q_c F_b} > 0,8$   $A' = 0,9$ .

**Тройники сварные. Слияние встречных потоков.** Коэффициент сопротивления, отнесенный к скорости суммарного потока,

$$\xi_s = 1 + \frac{1}{\left( \frac{F_b}{F_c} \right)^2} + \frac{3}{\left( \frac{F_b}{F_c} \right)^2} \left[ \left( \frac{Q_b}{Q_c} \right)^2 - \frac{Q_b}{Q_c} \right]. \quad (4.16)$$

**Тройники сварные. Разделение на расходящиеся противоположные потоки.** Коэффициент сопротивления, отнесенный к скорости суммарного потока,

$$\xi_s = 1 + 0,3 \left( \frac{Q_b F_c}{Q_c F_b} \right)^2. \quad (4.17)$$

**Внезапное расширение потока.** Коэффициент сопротивления, отнесенный к скорости до расширения,

$$\xi = [1 - (d/D)^2]^2. \quad (4.18)$$

**Переход на больший и меньший диаметры.** Расчет переходов трубопроводов проводится с использованием коэффициентов сопротивления, приведенных в табл. 4.2.

Таблица 4.2. Коэффициенты сопротивления переходов, отнесенные к скорости в меньшем сечении,  $Re > 10^4$  и  $l/d > 1$

| $(d/D)^3$ | Переход на меньший диаметр |                    | Переход на больший диаметр |                    |
|-----------|----------------------------|--------------------|----------------------------|--------------------|
|           | $\varphi=12^\circ$         | $\varphi=15^\circ$ | $\varphi=12^\circ$         | $\varphi=15^\circ$ |
| 0,80      | 0,050                      | 0,040              | 0,030                      | 0,040              |
| 0,75      | 0,057                      | 0,045              | 0,035                      | 0,045              |
| 0,70      | 0,065                      | 0,050              | 0,040                      | 0,050              |
| 0,65      | 0,072                      | 0,055              | 0,045                      | 0,055              |
| 0,60      | 0,08                       | 0,060              | 0,050                      | 0,070              |
| 0,55      | 0,087                      | 0,065              | 0,060                      | 0,080              |
| 0,50      | 0,095                      | 0,070              | 0,070                      | 0,090              |

Примечание:  $l$ —длина перехода;  $\varphi$ —угол раскрытия перехода.

Арматура стационарных трубопроводов ТЭЦ с паровыми котлами на параметры 140 кгс/см<sup>2</sup>, 570°C. Ниже приведены коэффициенты сопротивления арматуры по ряду заводов-изготовителей:

| Условный диаметр $D_y$                    | Шифр по каталогу | Значение $\xi$ | Условный диаметр $D_y$ | Шифр по каталогу | Значение $\xi$ |
|-------------------------------------------|------------------|----------------|------------------------|------------------|----------------|
| <i>Задвижки унифицированного ряда ВАЗ</i> |                  |                | <i>Задвижки БКЗ</i>    |                  |                |
| 100                                       | В-305            | 0,60           | 200                    | 940, 943, 948    | 1,63           |
| 100                                       | В-405            | 1,07           | 200                    | 972, 976         | 1,20           |
| 100                                       | В-205            | 1,07           | 300                    | 945, 950         | 1,03           |
| 125                                       | В-281            | 0,20           | 300                    | 974, 978         | 1,22           |
| 150                                       | В-284            | 0,70           | 350                    | 946, 951         | 1,60           |
| 150                                       | В-407            | 0,70           | <i>Вентили ТКЗ</i>     |                  |                |
| 175                                       | В-282            | 0,48           | 50                     | 106, 904         | 5,5            |
| 175                                       | В-480            | 0,42           | 100                    | 957, 959, 962    | 5,2            |
| 175                                       | В-308            | 0,24           | 150                    | 958, 960, 963    | 5,0            |
| 200                                       | В-309            | 0,38           |                        |                  |                |
| 225                                       | В-210            | 0,90           |                        |                  |                |
| 225                                       | В-410            | 0,75           |                        |                  |                |
| 250                                       | В-283            | 0,50           |                        |                  |                |
| 250                                       | В-381            | 0,24           |                        |                  |                |
| 250                                       | В-411            | 1,85           |                        |                  |                |
| 250                                       | В-911            | 0,46           |                        |                  |                |
| 300                                       | В-412            | 2,80           |                        |                  |                |
| 300                                       | В-312            | 0,65           |                        |                  |                |

Свободный выход из трубы. Коэффициент сопротивления  $\xi=1$  (не распространяется на паропроводы с критическими скоростями пара). Местные сопротивления трубопроводов могут быть выражены также эквивалентной длиной прямого участка трубопровода:

$$l_2 = \sum \xi \frac{d_{\text{вн}}}{\lambda} \quad (4.19)$$

Методика расчета трубопровода с применением  $l_2$  приведена, например, в [23].

Для расчета сопротивления конденсаторов рекомендуется использовать [45].

**Пример.** Вакуумные деаэраторы (ДВ) подпиточной установки теплосети установлены на площадке с отметкой 26 м. Вода из ДВ самотеком сливается в баки-аккумуляторы с максимальной верхней отметкой уровня воды в них 15,9 м. Требуется проверить достаточность геодезического напора воды.

Исходные данные: количество воды, поступающей из каждого ДВ, 800 т/ч; абсолютное рабочее давление в ДВ 0,126 кгс/см<sup>2</sup>; температура воды за ДВ 50°C; конфигурация и диаметры трубопроводов — по схеме, приведенной на рис. 4.3. Трубы сварные; колена с  $R_{\text{гнб}}/D_y=1$ . Коэффициент шероховатости труб  $K_s=0,3$ .





Суммарная потеря напора в местных сопротивлениях

$$\Delta p_m = \frac{1,065^4 \cdot 998}{2 \cdot 9,81} \cdot 4,7 \approx 271 \text{ кгс/м}^2.$$

Полное сопротивление трубопровода

$$\Delta p_{tr} = 102 + 271 = 373 \text{ кгс/м}^2.$$

Располагаемый напор

$$H_{расп} = 26 - 15,9 - 8,74 = 1,36 \text{ м}$$

(8,74 м — это высота столба воды, компенсирующая вакуум в деаэраторе). Таким образом, при установке ДВ на отметке 26 м имеется запас напора

$$1,36 - 0,373 \approx 1 \text{ м вод. ст.}$$

## 4.2. Прочее вспомогательное тепломеханическое оборудование ТЭЦ

Сепараторы и теплообменники непрерывной продувки и расширители периодической продувки котлов. Для использования теплоты непрерывной продувки котлов на электростанциях устанавливаются сепараторы и теплообменники непрерывной продувки.

Продувочная котловая вода поступает сначала в сепаратор. В дросселирующих устройствах и в корпусе сепаратора давление ее снижается и происходит частичное испарение. Обычно образующийся пар отводится из сепаратора в деаэраторы, а отсепарированная вода пропускаться через теплообменник, где охлаждается водой, используемой в цикле станции, до температуры 50°C и затем сбрасывается в резервуары воды для охлаждения подшипников.

На станциях высокого давления применяются одноступенчатое расширение и сепарация продувочной воды. Продувочную воду от котлов направляют в расширитель с давлением около 0,7 МПа (7 кгс/см<sup>2</sup>); пар из расширителя отводят в деаэраторы повышенного давления, а отсепарированную воду — в теплообменник непрерывной продувки (см. рис. 1.10).

Сепараторы непрерывной продувки на рабочее давление 0,7—0,8 МПа (7—8 кгс/см<sup>2</sup>) изготавливаются Таганрогским котельным заводом следующих размеров:

|     | Наружный диаметр корпуса, мм | Полезный объем, м <sup>3</sup> |
|-----|------------------------------|--------------------------------|
| 600 | .....                        | 0,7                            |
| 800 | .....                        | 1,5                            |

Выбор расширителей производится по количеству продувочной воды котлов и объему образующегося пара при расширении продувочной воды исходя из максимальной нормы напряжения объема расширителя: 1000 м<sup>3</sup> образующегося пара в час на 1 м<sup>3</sup> полезного объема расширителя. Количество продувочной воды котлов регламентируется ПТЭ [26]. К котлам высокого давления промышленных ТЭЦ устанавливают по одному расширителю на каждый котел. Общий вид расширителя непрерывной продувки показан на рис. 4.4. Продувочная вода вводится в корпус расширителя через тангенциально расположенные патрубки, создающие завихрение потока, способствующее процессу сепарации. Пар отводится из расширителя через решетку-сепаратор в крышке расширителя, а отсепарированная вода — через поплавковый регулятор уровня.

Для охлаждения отсепарированной воды могут быть использованы любые водо-водяные теплообменники. На станциях для этого обычно устанавливаются теплообменники по ОСТ 34-588-68 (см. табл. 3.10).

Площадь поверхности нагрева теплообменника рассчитывается по методике, изложенной в гл. 3. Устанавливают два теплообменника на 100% требуемой площади поверхности нагрева каждый. Расчетные скорости продувочной и охлаждающей воды до 2 м/с.

Для периодической продувки котлов на станциях рассматриваемого профиля на каждый котел устанавливается один расширитель с условным диаметром 2 м. Конструкция расширителя показана на рис. 4.5. Полезный объем этого расширителя ( $1,5 \text{ м}^3$ ) достаточен для продувки любых котлов промышленных ТЭЦ; рабочее давление 0,15 МПа ( $1,5 \text{ кгс/см}^2$ ). Пар от расширителя отводится в атмосферу. Отсепарированная продувочная вода направляется в барботер, где расхолаживается сбросными водами ТЭЦ и отводится в канализацию.

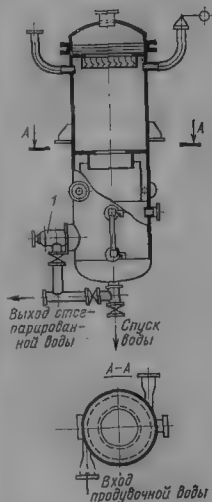


Рис. 4.4. Сепаратор непрерывной продувки котлов:

1 — подплавковый регулятор уровня

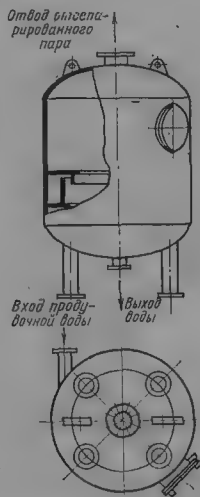


Рис. 4.5. Расширитель периодической продувки котлов

Расширители дренажей высокого и низкого давления и охладитель выпара расширителей дренажей. В качестве расширителей дренажей на ТЭЦ применяются описанные выше расширители диаметром 2 м (см. рис. 4.5). Охлаждение выпара из этих расширителей (конденсация выпара) производится водой, используемой в цикле ТЭЦ, с помощью пароводяных подогревателей, рассмотренных выше (см. табл. 3.6 и 3.8). Устанавливается по одному расширителю на котел для дренажей высокого и низкого давления и один охладитель выпара с площадью поверхности нагрева около  $40\text{--}50 \text{ м}^2$ .

**Баковое хозяйство ТЭЦ.** По [9, § 6.12] на ТЭЦ создается запас обессоленной воды в баках без давления, устанавливаемых вне зданий: на блочных ТЭЦ — из расчета 30-минутной работы ТЭЦ с максимальной нагрузкой, но не менее  $4000 \text{ м}^3$ . На остальных ТЭЦ из расчета 40-минутной работы ТЭЦ, но не менее  $2000 \text{ м}^3$  (включая емкость для сброса загрязненного конденсата). Насосы, подающие химически

обессоленную воду в цикл, должны обеспечивать одновременно нормальную подачу воды в цикл и 30% расхода питательной воды по блоку с наибольшей производительностью. Устанавливаются не менее двух насосов без резерва. На блочных ТЭЦ устанавливаются по одному дренажному баку вместимостью 15 м<sup>3</sup> на каждый блок с двумя перекачивающими насосами, на блочных ТЭЦ — один такой бак на две-три турбины. На каждые четыре — шесть котлов предусматривается один бак вместимостью 40—60 м<sup>3</sup> для слива воды из котлов с одним перекачивающим насосом и подачей, обеспечивающей откачку воды из бака за 1—1,5 ч.

На каждый блок устанавливают по два бака низких точек вместимостью 2,5 м<sup>3</sup> с одним перекачивающим насосом на 20 м<sup>3</sup>/ч с давлением 15—20 м вод. ст. из расчета перекачки воды в дренажные баки. Бак и насосы устанавливаются в машинном отделении на отметке минус 2,5—3,0 м.

Кроме указанных баков ТЭЦ высокого давления должны иметь установку для кислотной промывки котлов с необходимыми для этого баками и насосами, а также баки и насосы для консервации котлов.

На ТЭЦ с котлами, оборудованными регенеративными воздухоподогревателями и работающими на мазуте (основное или резервное топливо) или имеющими в своем составе мазутные водогрейные котлы башенной конструкции, должны быть специальные установки для нейтрализации обмывочных вод регенеративных воздухоподогревателей и водогрейных котлов.

Конструкция баков нормализована. Они изготавливаются на заводах котельно-вспомогательного оборудования и трубопроводов (КВОиТ, см. § 2.4) или в мастерских на площадке строительства ТЭЦ по ОСТ 34-42-394-77 ÷ ОСТ 34-42-400-77).

Внутренняя поверхность баков должна подвергаться специальным антикоррозионным покрытиям. В настоящее время для этого применяется эмаль марки ВЛ-515, которая пригодна для защиты металла от коррозии при температурах среды до 150°C (кроме баков-аккумуляторов, см. гл. 3). Покрытия баков эмалью производится на месте монтажа оборудования специализированными организациями.

**Маслохозяйство машинного отделения ТЭЦ.** Для увеличения эксплуатационного срока службы масла турбин в машинном зале ТЭЦ устанавливается специальная маслоочистительная аппаратура, позволяющая осуществлять профилактическую регенерацию масла без остановки турбин.

Каждая турбина снабжается одним силикагелевым адсорбером с производительностью, соответствующей мощности турбины. Этот адсорбер включается в маслосистемы турбоустановки параллельно с маслоохладителями, и через него непрерывно пропускается небольшая часть масла (примерно 1% циркулирующего в системе), чем и достигается профилактическая регенерация его. Для периодической очистки масла от воды и продуктов старения предусматриваются одна или две (в зависимости от мощности ТЭЦ и числа устанавливаемых турбин) передвижные маслоочистительные машины, которые могут подключаться к маслосистемам турбин также на ходу, с помощью специальных маслопроводов и гибких шлангов. Время подключения и продолжительность работы маслоочистительной машины определяются контрольными анализами масла. Наша промышленность в настоящее время выпускает передвижную маслоочистительную машину типа ПСМ1-3000 производительностью 3000 л/ч (Полтавский турбомеханический завод). Эта машина состоит из центрифуги, фильтр-пресса, электроподогревателя

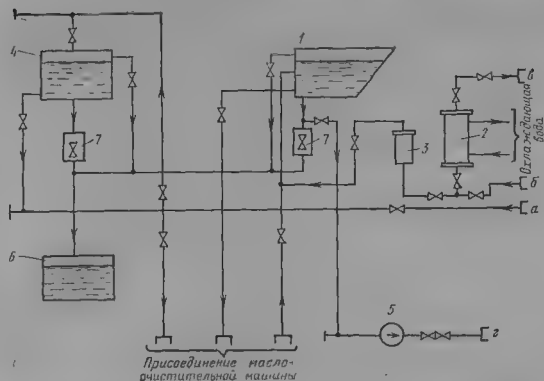


Рис. 4.6. Принципиальная схема маслохозяйства машинного отделения ТЭЦ:

1 — маслобак турбины; 2 — маслоохладители турбины; 3 — адсорбер силикагелевый; 4 — маслобак доливочный; 5 — насос отработанного масла; 6 — бак аварийного слива масла; 7 — запорный клапан на замке; а — чистое масло со склада; б — из маслосистемы турбины; в — в маслосистему турбины; г — отработанное масло на склад

и приводного электродвигателя мощностью 45 кВт, смонтированных на общей передвижной раме. В маслохозяйство машинного отделения ТЭЦ входят также доливочный маслобак вместимостью 2—3 м<sup>3</sup>, насос для перекачивания отработанного масла на склад и трубопроводы, необходимые для доливки масла в маслосистемы (самотечные) и выполнения операций по подключению маслоочистительной аппаратуры к турбинам.

Подробное описание аппаратуры, применяемой для регенерации турбинного масла, можно найти в [47]. Принципиальная схема маслохозяйства машинного зала ТЭЦ приведена на рис. 4.6.

Кроме указанного оборудования, на станции должен быть обязательно подземный наружный бак для аварийного (пожарного) слива масла из одной, наиболее крупной турбины, соответственно чему выбирается его вместимость. С этим баком все маслосистемы турбин соединяются самотечными сливными маслопроводами (см. рис. 1.11).

**Компрессорные станции** — установки для получения сжатого воздуха на ТЭЦ. Сжатый воздух на электростанциях используется для пневматических инструментов, обдувки электродвигателей и взрыхления механических фильтров химической водоочистки.

Промышленные ТЭЦ, входящие в комплекс каких-либо промышленных предприятий, обычно получают сжатый воздух от них. В тех случаях, когда промышленное предприятие не располагает сжатым воздухом, на ТЭЦ должны предусматриваться компрессорные установки.

В типовых проектах ТЭЦ в зависимости от их мощности устанавливаются по два компрессора типов:

- |                   |                                                                                                                                |
|-------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 300 МВт . . . . . | Завода «Борец» марки 205 ВП 30/8, с подачей 30 м <sup>3</sup> /мин (по атмосферному воздуху) и давлением 8 кгс/см <sup>2</sup> |
| 100 МВт . . . . . | Завода «Борец» марки 202 ВП 10/8, с подачей 10 м <sup>3</sup> /мин и давлением 8 кгс/см <sup>2</sup>                           |
| 50 МВт . . . . .  | КСЭ-5М Мелитопольского компрессорного завода с подачей 5 м <sup>3</sup> /мин и давлением 7 кгс/см <sup>2</sup>                 |

Один из устанавливаемых компрессоров — резервный. Для выравнивания давления в воздуховодах, смягчения пульсации, обслуживания системы регулирования, а также создания запаса сжатого воздуха устанавливаются воздухохранилища. По каталогу [48] к каждому компрессору должен быть установлен воздухохранилище: при подаче компрессора 30 м³/мин — вместимостью 4 м³, 10 м³/мин — 2 м³, 5 м³/мин — 1 м³.

Воздушные компрессоры с подачей 20 м³/мин и выше должны устанавливаться в изолированных помещениях главного корпуса ТЭЦ или в блоке служебно-бытовых помещений на отметке 0,0. Их воздухохранилища всегда устанавливаются на открытом воздухе за стеной компрессорного помещения. Компрессоры с подачей 10 м³/мин и ниже вместе с воздухохранилищами разрешается устанавливать в котельном отделении на отметке 0,0. Проектирование компрессорных станций должно производиться в соответствии с Правилами устройства и безопасной эксплуатации воздушных компрессоров и воздухопроводов.

На ТЭЦ, имеющих в составе электрических распределительных устройств воздушные выключатели, кроме указанных компрессоров, устанавливаются специальные компрессорные установки.

**Ротационные воздуходувки.** Для обеспечения сжатым воздухом дробеочистительных установок котлов на рассматриваемых ТЭЦ применяются ротационные воздуходувки типа ТВ-80-1,8, выпускаемые заводом Узбекхиммаш. Воздуходувки имеют следующие характеристики:

|                                                  |                          |
|--------------------------------------------------|--------------------------|
| Подача (по условиям всасывания) . . . . .        | 5000 м³/ч                |
| Давление всасывания (абсолютное) . . . . .       | 0,1 МПа (1 кгс/см²)      |
| Давление нагнетания (абсолютное) . . . . .       | 0,178 МПа (1,78 кгс/см²) |
| Температура всасывания . . . . .                 | 20°C                     |
| Мощность электродвигателя . . . . .              | 200 кВт                  |
| Частота вращения . . . . .                       | 2965 об/мин              |
| Расход воды для охлаждения подшипников . . . . . | 35 л/мин                 |

Воздуходувка и электродвигатель смонтированы на общей раме. Габарит установки по фундаменту 3×1,1 м. Общая высота от низа рамы 1,6 м. Количество устанавливаемых воздуходувок определяется потребностью в сжатом воздухе.

**Оборудование для фосфатирования котловой воды и обработки питательной воды гидразином.** Фосфатирование котловой воды осуществляется по схеме с вводом фосфата непосредственно в барабан котла [49]. Фосфатная установка состоит из одного расходного бака фосфата вместимостью 2—3 м³, мерных баков вместимостью 1 м³ (по одному на каждый котел) и плунжерных насосов-дозаторов. Раствор фосфата готовится в химическом цехе станции и по трубопроводу подается в расходный бак фосфата, устанавливаемый в котельном отделении. Из расходного бака раствор фосфата самотеком распределяется по мерным бакам, из которых забирается насосами-дозаторами и подается в барабан котла.

К котлам паропроизводительностью 400—500 т/ч на каждый котел устанавливается по четыре насоса-дозатора типа НД-25/250 с подачей 25 л/ч и давлением 25 МПа (250 кгс/см²). Расходный бак должен устанавливаться на отметке, обеспечивающей поступление раствора фосфата самотеком в мерные баки. Мерные баки и насосы-дозаторы устанавливаются вблизи котлов на отметке 0,0 или на отметке обслуживания котлов.

На ТЭЦ высокого давления кроме деаэрации питательной воды, как правило, производится обработка ее гидразингидратом, который вводится во все питательные насосы. Раствор гидразина готовится в химическом цехе и специальными насосами подается в расходные

баки, устанавливаемые в изолированном помещении машинного отделения ТЭЦ на отметке 0,0. Требование изолированного помещения для баков и насосов-дозаторов гидразина обусловлено токсичными свойствами раствора гидразина. На ТЭЦ высокого давления с котлами до 400—500 т/ч обычно предусматривается установка двух баков раствора гидразина вместимостью по 10 м<sup>3</sup> и насосов-дозаторов типа НД-0,5-Э с подачей 100 л/ч и давлением 1 МПа (10 кгс/см<sup>2</sup>). Число устанавливаемых насосов определяется по расчету количества вводимого гидразина. Регулирование подачи насосов производится автоматически по расходу воды, подаваемой питательным насосом. Раствор гидразина на ТЭЦ высокого давления используется также для обработки поверхностей нагрева котлов после кислотной промывки. Для подачи его в

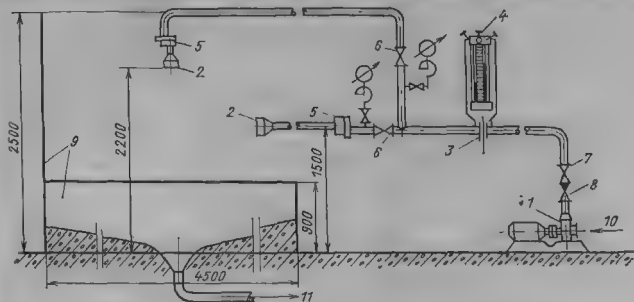


Рис. 4.7. Схема водяного стенда для проверки мазутных форсунок:

1 — центробежный насос; 2 — форсунки; 3 — измерительная диафрагма; 4 — дифференциальный манометр; 5 — колодки для подведения форсунок; 6 — регулировочный вентиль; 7 — запорный вентиль; 8 — обратный клапан; 9 — ограждение из листовой стали; 10 — вход воды; 11 — слив в канализацию

контур промывки котла используется один из насосов-дозаторов гидразина, указанных выше, или устанавливаются специальные насосы, которые выбираются по руководящим указаниям по химической промывке котлов. Насосы-дозаторы выпускаются Рижским механическим заводом.

**Стенд для испытания мазутных форсунок.** На ТЭЦ, сжигающих мазут, применяются форсунки механического распыливания. Опыт эксплуатации ТЭЦ показывает, что одиотипные форсунки, установленные в топке котла, часто имеют значительную разбегку по производительности, достигающую 25—30%. Это приводит к ухудшению режима горения и снижению экономичности работы котла: увеличиваются потери от химического и механического недожога, повышается температура точки росы уходящих газов, что увеличивает загрязнение воздухоподогревателей, а также утяжеляются условия работы пароперегревателя.

В связи с этим эксплуатация ТЭЦ с мазутными котельными установками требует организации специальной службы по проверке и подбору механических мазутных форсунок, устанавливаемых в топках котлов. Для этого в комплексе котельного отделения газомазутных ТЭЦ предусматривается специальный водяной стенд, схема которого изображена на рис. 4.7. На этом стенде проверяются форсунки и подбираются комплекты их с единой характеристикой перед очередной сменой форсунок на котле. Допускается разбегка по производительности  $\pm 3\%$ . Вода на стенд должна подаваться от специально установленного насо-

са 2,5 ЦВ-1,5 или 2,5 ЦВ-1,3. Давление воды, подаваемой на стенд, должно быть не ниже максимального рабочего давления мазута, принятого на данной ТЭЦ, т. е. 2,0—4,0 МПа (20—40 кгс/см<sup>2</sup>).

Грузоподъемные механизмы и лифты. Для блочного монтажа тепломеханического оборудования и ремонтных работ на ТЭЦ высокого давления с котлами на 400 т/ч и выше в котельном отделении устанавливаются два крана грузоподъемностью 50/10 т.

Для ремонтов оборудования, которое не может быть размещено в пределах зоны действия мостового крана котельной (например, оборудование, установленное в бункерной этажерке), должны предусматриваться местные грузоподъемные механизмы — подвесные край-балки, монорельсы с кошками, автокары-грузоподъемники. В котельных помещениях с котлами на 400—500 т/ч должны устанавливаться на каждые четыре котла по одному грузопассажирскому лифту грузоподъемностью 0,5 т, которые должны быть связаны с лестницами и площадками котлов. Для обеспечения доставки материалов к ремонтному агрегату компоновка оборудования котельного отделения должна обеспечивать сквозной автомобильный проезд по всей его длине. Со стороны временного торца котельного отделения должен предусматриваться железнодорожный путь широкой колеи с входом в котельную, в постоянном торце — пассажирский и грузовой лифты грузоподъемностью соответственно 0,32 и 2 т. Над площадкой размещения тягодутьевых машин устанавливается мостовой край грузоподъемностью 20/5 т. В машинных отделениях ТЭЦ с турбинами рассматриваемого профиля устанавливаются два мостовых крана грузоподъемностью 50/10 т.

Перекачивающие насосы разного назначения подбираются по каталогам выпускаемого промышленностью насосного оборудования по требуемым расчетным подаче и давлению, принимаемым на основании данных технического проекта ТЭЦ.

## Глава пятая

# ТОПЛИВОСНАБЖЕНИЕ ТЭЦ И ШЛАКОЗОЛУДАЛЕНИЕ

## 5.1. Топливное хозяйство ТЭЦ, работающих на твердом топливе

Основные требования и нормы. Современные промышленно-отопительные ТЭЦ сжигают в сутки до 10—15 тыс. т натурального топлива, которое надо в установленные нормативные сроки разгрузить из железнодорожных вагонов, подготовить к сжиганию и без перебоев подать в котельную.

На электростанциях СССР твердое топливо доставляется в основном железнодорожным транспортом. Для электростанций, расположенных на расстоянии в пределах 25 км от места добычи топлива, при годовом его расходе свыше 2 млн. т может рассматриваться вариант конвейерной подачи. Автомобильный транспорт топлива на ТЭЦ имеет место только в отдаленных районах Крайнего Севера и Дальнего Востока при относительно небольших его расходах.

На современных ТЭЦ, как правило, организуется топливно-транспортный цех, который может иметь в своем составе до 135 чел. В задачи топливно-транспортного цеха (ТТЦ) входят:

операции по подаче груженых вагонов с топливом и возврату порожних вагонов;

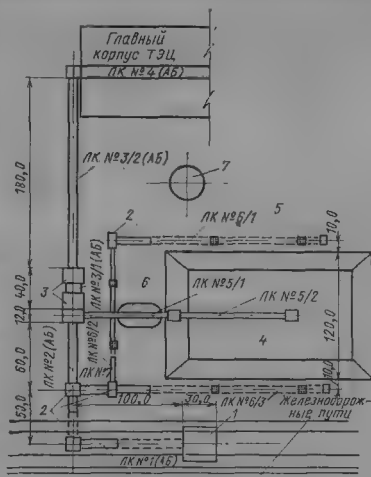
прием топлива и контроль за его качеством и количеством;

разгрузка железнодорожных вагонов;

подготовка и подача топлива в котельную;

Рис. 5.1. План сооружений топливного хозяйства при размещении склада топлива перед главным корпусом:

1—разгрузочное устройство с двумя роторными вагоноопрокидывателями; 2—узлы пересыпок; 3—дробильное устройство с узлом сепарации посторонних предметов из угля; 4—склад топлива с бульдозерами; 5—приемные бункера склада с решетками; 6—буферная емкость; 7—дымовая труба



хранение установленного запаса топлива на складе.

В общем случае в состав топливного хозяйства ТЭЦ на твердом топливе входят следующие основные элементы:

железнодорожные транспортные устройства: пути примыкания, станция приема маршрутов, весовое хозяйство, ремонтно-эксплуатационное депо, пункт заливки масла и др.;

разгрузочные устройства для приема железнодорожных вагонов с топливом;

размораживающие устройства;

дробильные устройства;

система ленточных конвейеров, включая бункерную галерею котельной; склад топлива.

На рис. 1.11 и 5.1 показаны технологические схемы топливоподачи, наиболее распространенные для вновь проектируемых ТЭЦ с расходом топлива более 100 т/ч, в двух вариантах расположения угольного склада.

Предпочтительным является вариант расположения склада за подъездными железнодорожными путями (см. рис. 1.11), обеспечивающий рациональное размещение сооружений на площадке, примыкающей к главному корпусу ТЭЦ, и наибольшее удаление от этих сооружений источника угольной пыли, каким является склад топлива.

В целях унификации принята единая нумерация конвейеров для всех разрабатываемых проектов. Вначале по порядку номеров идут конвейеры от разгрузочного устройства до бункерной галереи котельной, а затем — конвейеры на склад и со склада. В случае необходимости по условиям генерального плана ТЭЦ разделить конвейер на две или более частей им присваиваются свои номера, например 3/1, 3/2 и т. д.

На представленных рисунках показана железнодорожная станция (железнодорожные пути на площадке ТЭЦ) для приема полного маршрута с топливом и сбора порожняка. Ее расположение в едином комплексе с сооружениями ТЭЦ не является строго необходимым, но прокладка обгонных железнодорожных путей вне здания с вагоноопрокидывателями является обязательной.

Основными руководящими и директивными материалами, регламентирующими проектирование (топливного хозяйства [9, 50—54], четко определяется выбор расчетной производительности системы топливоподачи, основных элементов разгрузочных и дробильных устройств, ленточных конвейеров, оборудования и вместимости склада топлива и вспомогательных устройств (для отбора проб топлива, взвешивания, уборки помещений, обеспыливания, отопления и др.), категории взрывобезопасности, правил техники безопасности, условий ремонта и т. п.



Наиболее существенными параметрами, определяющими выбор схемы и оборудования топливоподачи, следует считать:

суточный расход топлива, требуемый для 24 ч работы всех энергетических котлов при их номинальной производительности и 24 ч работы водогрейных котлов при покрытии тепловых нагрузок при средней температуре самого холодного месяца;

часовую производительность каждой нитки топливоподачи по суточному расходу топлива исходя из 24 ч работы топливоподачи с запасом в 10%;

тип разгрузочного устройства для приема железнодорожных вагонов, выбранный исходя из следующего градиент расходом топлива: до 100 т/ч — безъемостного типа; от 100 до 400 т/ч — с одним вагоноопрокидывателем; от 400 до 1000 т/ч — с двумя вагоноопрокидывателями.

Подача топлива в главный корпус осуществляется по двум ниткам (из них одна резервная); предусматривается возможность одновременной работы двух ниток; подача топлива на склад и со склада осуществляется по одной нитке. Производительность дробилок тонкого дробления должна быть не менее производительности всех ниток топливоподачи в главный корпус. Вместимость складов топлива принимается равной 30-суточному запасу. Угол наклона ленточных конвейеров выбирается не более 18°. Галереи ленточных конвейеров и подземная часть разгрузочных устройств должны отапливаться и иметь температуру 10, а помещения дробильных устройств 15°C; все сооружения топливоподачи, за исключением дробильных устройств для торфа, относятся в категорию производств В [55], а класс помещений по ПУЭ II-II [75]. Дробильные устройства для торфа относятся к категории Б и классу В-Па; габаритные размеры штабелей угля и склада определяются только размерами выделенной площадки и возможностями, принятыми для работы на складе механизмов. Размеры штабелей торфа строго регламентированы.

**Устройства и оборудование. Размораживающие устройства.** По Нормам технологического проектирования [9] при доставке на электростанцию смерзающегося топлива предусматривается сооружение размораживающих устройств. В случае отсутствия вагоноопрокидывателей дополнительно устанавливаются устройства для механизации разгрузки топлива (бурорыхлительные машины, бурорыхлители, накладные вибраторы и др. [56]).

Основное назначение размораживающего устройства — разогрев угля на глубину 20–30 мм от стенки, что обеспечивает разгрузку вагонов на вагоноопрокидывателе. Основным видом такого устройства в настоящее время является тепляк (рис. 5.2),

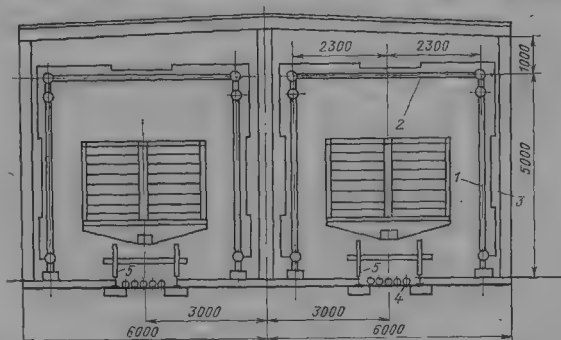
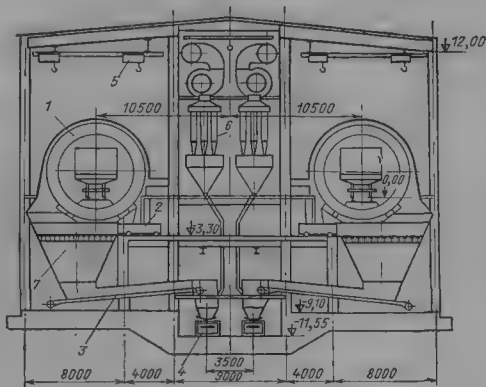


Рис. 5.2. Радиационное размораживающее устройство тупикового типа:

1 — боковые излучающие экраны; 2 — потолочные излучающие экраны; 3 — отражающие экраны; 4 — ленточные излучающие экраны; 5 — железнодорожные пути

Время разогрева ставки вагонов в размораживающем устройстве в среднем составляет 1,5 ч в зависимости от типа вагона (металлический кузов или деревянная стенка). Применяются, как правило, двухпутные тепляки тупикового типа, размещаемые на железнодорожных путях перед зданием разгрузочного устройства с вагоноопрокидывателями.

Рис. 5.3. Разгрузочное устройство с двумя роторными вагонопрокидывателями:

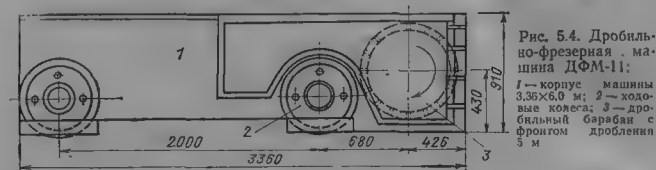


В настоящее время изготавливается один тип роторного четырехопорного вагонопрокидывателя, рассчитанного на разгрузку вагонов грузоподъемностью 60—134 т. Разгрузочное устройство с двумя вагонопрокидывателями представлено на рис. 5.3. Процесс разгрузки вагонов в вагонопрокидыватели происходит следующим образом. На пути подается локомотивом (в хвосте) ставка из 12—15 груженных вагонов. Локомотив уходит, и из специального тупика выходит электротолкатель с платформой, подцепляется к ставке и начинает подавать по одному вагону в вагонопрокидыватель. Управляет электротолкателем оператор с пульта управления, расположенного в башне разгрузочного устройства. Перед поворачиванием вагона на 175° последний отцепляется от остальных вагонов. Выталкивание порожнего вагона производится

маневровым устройством или очередным груженым вагоном. Разгрузка вагона производится в три приемных бункера, далее тремя ленточными питателями уголь подается на конвейеры № 1 (см. рис. 5.1).

На электростанции поступает не менее 2—3%, а иногда и больше угля в виде кусков размером более 300 мм. Кроме того, в зимнее время из вагона выпадают смерзшиеся глыбы угля. Для дробления крупных кусков угля и смерзшихся глыб применяются передвижные дробильно-фрезерные машины (ДФМ) (рис. 5.4).

Опыт эксплуатации роторных вагоноопрокидывателей показал, что среднее расчетное число опрокидываний в час следует принимать равным 12. Указания в тех-



нической характеристике вагоноопрокидывателя 30 опрокидываний в час практически даже в самых благоприятных летних условиях ни на одной электростанции не достигались.

Для ТЭЦ с производительностью менее 100 т/ч рекомендуется применение безъёмкостных разгрузочных устройств, рассчитанных на одновременную установку под разгрузку от одного до четырех вагонов грузоподъемностью 65 т (рис. 5.5). Разгрузка вагонов производится в приемные бункера вместимостью, равной вместимости вагонов. Под бункерами устанавливаются пластинчатые конвейеры с полотном шириной 1200 мм. Конвейеры изготавливаются, как правило, в комплекте из двух штук длиной по 12 м (УПК-12) производительностью до 250 м³/ч и по 30 м (УПК-30) производительностью до 400 м³/ч. Пластинчатые конвейеры подают уголь либо непосредственно на конвейеры № 1, либо на предварительное дробление в дискозубчатых дробилках. Допускается установка одного конвейера. Для ускорения разгрузки устанавливаются бурорыхлительные машины и накладные вагонные вибраторы [56]. Люки

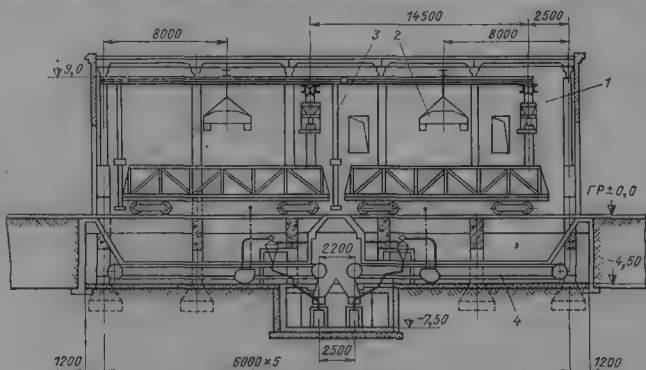


Рис. 5.5. Продольный разрез безъёмкостного разгрузочного устройства:

1 — бурорыхлительная машина; 2 — вибратор для очистки вагона; 3 — люкозакрывагель; 4 — пластинчатый питатель

вагонов открываются вручную, а закрываются с помощью люкоподъемников. В дополнение к безземкостному разгрузочному устройству, как правило, предусматривается сооружение открытой железнодорожной эстакады высотой 1,8—3,0 м.

Разгрузочные устройства для торфа. Доставка торфа на электростанции производится как по широкой, так и по узкой железнодорожной колее. Применяются разгрузочные устройства двух типов: траншейного с многоковшовыми перегружателями (рис. 5.6) и безземкостного, аналогичного описанному для угля. Выбор типа разгрузочного устройства производится в каждом конкретном случае с учетом расхода торфа и типа вагонов.

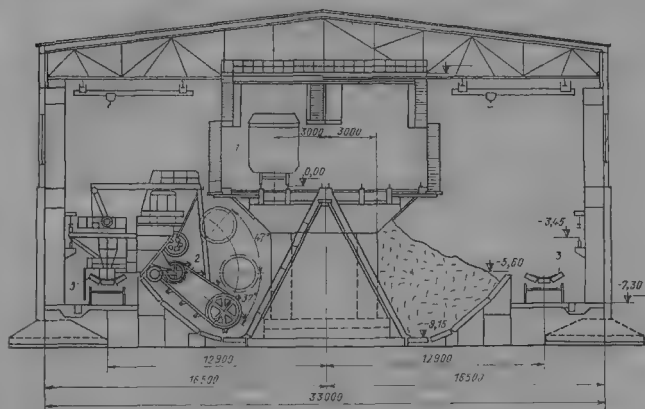


Рис. 5.6. Разгрузочное устройство для торфа с многоковшовыми перегружателями: 1 — железнодорожный вагон с торфом; 2 — многоковшовый перегружатель, 3 — ленточный конвейер

Склады для угля и сланца. Вместимость размещаемых на площадках ТЭЦ складов угля равна 30-суточному расходу топлива. При расстоянии до угольных шахт или разрезов 41—100 км вместимость склада принимается равной 15-суточному расходу топлива, а при расстоянии до 40 км — 7-суточному.

Хранение топлива предусматривается на открытых складах. Закрытые склады предусматриваются для электростанций, расположенных в больших городах в условиях стесненной территории, а также в отдельных районах по специальному обоснованию.

По инструкции [51] при указанных сроках хранения топлива склады топлива относятся к категории расходных. По склонности к окислению угли разделяются на четыре группы:

I — угли, наиболее устойчивые к окислению и не самовозгорающиеся, — антрациты и полуантрациты;

II — угли, устойчивые к окислению и самовозгорающиеся в редких случаях, — донецкий ГМ, кузнецкие, экибастуэские, карагандийские;

III — средней устойчивости к окислению и самовозгорающиеся — кузнецкий ДМ, ГМ, кизеловский, сахалинский, верьонгривский;

IV — неустойчивые, с повышенной активностью к окислению и самовозгоранию — бурые угли, каменные угли марки ДР.

Площадки под штабеля должны быть организованы на выровненном и плотно утрамбованном грунте, очищенном от растительного слоя и мусора. Применение асфальта, бетона в качестве основания под штабель не допускается.

Во избежание промерзания верхних слоев угля рекомендуется проводить с наступлением морозов рыхление верхнего слоя штабеля на глубину 0,3—0,4 м гусеницами бульдозеров. При этом верхний слой перемораживается, образуется воздушная подушка между комками угля, препятствующая понижению температуры глубинных слоев штабеля.

Выбор системы механизации угольных складов в каждом конкретном случае определяется технико-экономическим обоснованием с учетом климатических условий района размещения электростанции, часового расхода и качества топлива. Габаритные размеры штабелей независимо от склонности топлива к самовозгоранию не ограничиваются и определяются только размерами предназначенной для них площадки и возможностями погрузочно-разгрузочных механизмов.

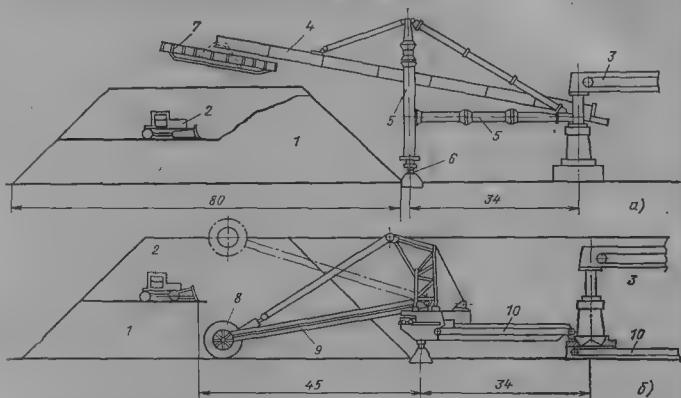


Рис. 5.7. Штабелеукладчик и роторный погрузчик:

а — штабелеукладчик; б — роторный погрузчик; 1 — штабель угля; 2 — бульдозер; 3 — ленточный конвейер, подающий топливо из разгрузочного устройства; 4 — ленточный конвейер (радиальный), подающий топливо в штабель; 5 — подъемно-поворотное устройство; 6 — радиальный направляющий рельс; 7 — работающее элеваторное устройство; 8 — ротор; 9 — ленточный конвейер на подъемной стреле; 10 — ленточные конвейеры, подающие топливо со склада

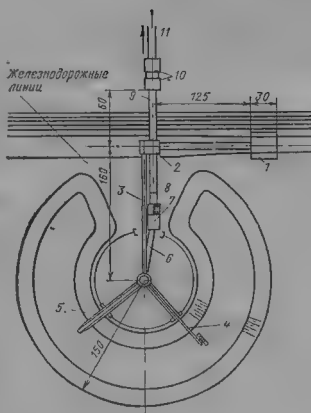
Часовая производительность всех механизмов, выдающих топливо со склада, должна быть не менее производительности однопиточной системы конвейеров.

В настоящее время основным механизмом на складах топлива является бульдозер. На крупных тепловых электростанциях предусматривается установка механизмов непрерывного действия — роторных погрузчиков и штабелеукладчиков (рис. 5.7) производительностью более 1000 т/ч, освоенных отечественной промышленностью. Компоновка склада с механизмами непрерывного действия показана на рис. 5.8. Пробег бульдозеров при укладке топлива в штабель и подаче со склада принимается не более 75 м.

Высота галерей конвейеров, подающих топливо на склад, принимается примерно 25 м, что обеспечивает хорошее использование площади склада. Для предотвращения пыления при сбросе топлива на штабель с большой высоты устанавливаются телескопические тетки. Для углей III и IV групп опоры под галерею, расположенные в штабеле топлива, должны иметь жаростойкую изоляцию.

Рис. 5.8. Склад топлива с механизмами непрерывного действия:

1—разгрузочное устройство с вагонопрокидывателями; 2—узел пересыпки № 1; 3—ленточный конвейер на склад топлива; 4—штабелеукладчик (см. рис. 5.7,а); 5—ротаторный погрузчик (см. рис. 5.7,б); 6—ленточный конвейер со склада топлива; 7—узел пересыпки со склада; 8—конвейеры со склада; 9—конвейеры к дробильному устройству; 10—дробильное устройство с узлом сепарации; 11—конвейеры в главный корпус



Производительность бульдозеров с обычными общепромышленными отвалами при длине транспортировки 75 м составляет в летний период: на базе тракторов мощностью 100 л. с.— 50 т/ч, 300 л. с.— 150 т/ч. В зимний период производительность уменьшается на 20%.

Для обеспечения максимальной производительности бульдозера при закладке штабелей следует стремиться к организации его работы с подъемом на высоту в пределах укладываемого и укатываемого слоя угля. На складах топлива в зависимости от требуемой производительности следует принимать бульдозеры с рыхлителями на базе тракторов Т-130, Т-180, Т-330, ДЭТ-250М, изготавливаемые Брянским и Челябинским заводами дорожных машин. Для восточных и северных районов механизмы следует применять, как правило, в северном исполнении. Количество бульдозеров принимается с резервом, составляющим 30% расчетного.

Для исключения простоя груженых вагонов в периоды, когда бункера котельного отделения заполнены углем, а штабеля склада сформированы и укатаны, предусматривается буферный штабель угля, вмещающий топливо на два—четыре железнодорожных маршрута. Подача угля из буферного штабеля производится самостоятельным однониточным конвейером.

На складах угля III и IV групп для ликвидации очагов самовозгорания должны использоваться гусеничные краны или экскаваторы с грейферами вместимостью 1,5—2,0 м³.

Склады для торфа. Вместимость расходного склада фрезерного торфа, размещаемого на площадке ТЭЦ, не должна превышать 5000 т, а резервного склада, размещаемого на отдельной площадке, — 60 000 т. Расстояние между двумя резервными складами должно быть 500 и между резервным и расходным складами 300 м.

Размеры штабелей торфа принимаются следующими: длина 125, ширина 30 и высота 7 м. Основными погрузочно-разгрузочными механизмами на складе являются

Таблица 5.1. Технические характеристики молотковых дробилок

| Характеристики                           | Типы дробилок |                     |                      |                      |
|------------------------------------------|---------------|---------------------|----------------------|----------------------|
|                                          | СМД-75        | СМД-12<br>(СМ-170В) | СМД-92А<br>(М20×20Г) | СМД-68А<br>(М20×30Г) |
| Производительность, т/ч                  | 125           | 205—155             | 660—800              | 900—1200             |
| Диаметр ротора, мм                       | 1000          | 1300                | 2000                 | 2000                 |
| Длина ротора (рабочая), мм               | 1000          | 1600                | 2000                 | 3000                 |
| Частота вращения ротора, об/мин          | —             | 735                 | 600                  | 600                  |
| Наибольший размер загружаемых кусков, мм | 300           | 400                 | 600                  | 600                  |
| Крупность дробления продукта, мм         | 0—16          | 0—10                | 0—20                 | 0—20                 |
| Мощность электродвигателя, кВт           | 132           | 230/200             | 800                  | 1250                 |

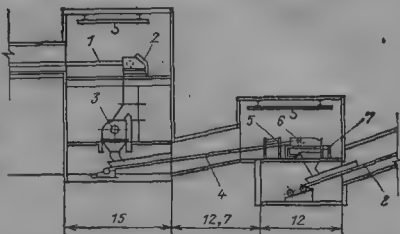
передвижным электрическим стреловым кранам на гусеничном ходу, штабелеры и погрузочные машины разных типов [51].

**Дробильные устройства.** Грубое дробление крупнокускового и смерзшегося угля должно осуществляться в начале тракта топливоподачи. В разгрузочных устройствах с вагоноопрокидывателями грубое дробление проводится передвижными дробильно-фрезерными машинами, в безъемкостных устройствах — стационарными дискозубчатыми дробилками.

Тонкое дробление для всех видов топлива, включая фрезерный торф, обеспечивающее требуемую крупность частиц не более 25 мм (по техническим условиям пылеприготовительных устройств), осуществляется однороторными молотковыми дробилками, устанавливаемыми в отдельно стоящем здании (рис. 5.9, табл. 5.1).

Рис. 5.9. Дробильное устройство с узлом сепарации посторонних предметов из угля:

1 — ленточный конвейер № 2; 2 — подвесной саморазгружающийся металлоотделитель; 3 — молотковая дробилка; 4 — ленточный конвейер № 3/1; 5 — подвесной саморазгружающийся металлоотделитель; 6 — шкив электромагнитный; 7 — цепопровод; 8 — ленточный конвейер № 3/2



Необходимо отметить, что молотковые дробилки с колосниковыми решетками не обеспечивают нормального дробления и расчетной производительности при работе с влажным топливом и с топливом, содержащим много глинистых включений. При работе на таких топливах замазываются решетки и стенки дробилок, и в конечном итоге их приходится останавливать и чистить вручную.

В практике эксплуатации молотковых дробилок на электростанциях производятся различные мероприятия применительно к топливам с конкретными характеристиками [57, 58], обеспечивающие улучшение их работы. Одним из обязательных мероприятий для топлива всех видов является максимальный отсев мелких фракций с помощью грохотов с отводом отсеянного угля на конвейер в обход корпуса дробилки. Опыт эксплуатации серийно изготавливаемых сетчатых грохотов разного рода показал их неработоспособность на бурых влажных углях, которые в основной массе поступают на ТЭЦ. Поэтому наибольшее распространение получили неподвижные веерообразные наклонные решетки различных конструкций с продольными щелями [57]. Угол наклона решеток колеблется в пределах 40—55°, а длина решеток достигает 5,5 м.

**Ленточные конвейеры.** Основным видом транспортных средств для подачи топлива от разгрузочных устройств в главный корпус ТЭЦ, на склад и со склада являются ленточные конвейеры.

Нормы технологического проектирования тепловых электростанций регламентируют (помимо указанных ранее предельного угла наклона и условий отопления) следующие требования:

должны обеспечиваться перекрестные пересыпки с конвейера на два последующих конвейера, после конвейеров от разгрузочного устройства, после конвейеров со склада и в башне пересыпки главного корпуса;

в местах загрузки крупнокускового топлива угол наклона конвейера должен быть не более 12—15°;

для распределения топлива по бункерам котлов должны применяться, как правило, стационарные плужковые сбрасыватели;

в галереях ленточных конвейеров через каждый 100 м необходимо предусматривать переходные мостики.

На основе опыта эксплуатации при существующей степени точности изготовления и монтажа отдельных элементов ленточных конвейеров не рекомендуется применять скорость ленты более 2,25—2,5 м/с.

Расчет ленточных конвейеров производится по методике, разработанной институтом Теплоэлектропроект [61]. Обращается особое внимание на правильность выбора типа и мощности электродвигателей для конвейеров большой производительности. У таких конвейеров в большинстве случаев мощность электродвигателей превышает 100 кВт, и они должны отвечать условиям пуска конвейера как в порожнем, так и в нагруженном состояниях. В табл. 5.2 приведены технические характеристики ленточных конвейеров.

Таблица 5.2. Технические характеристики ленточных конвейеров

| Ширина ленты, мм | Производительность конвейера, м³/ч, при скорости, м/с |     |     |      |     |     |      |     |     |      |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|------------------|-------------------------------------------------------|-----|-----|------|-----|-----|------|-----|-----|------|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
|                  | 0,60                                                  |     |     | 0,80 |     |     | 1,00 |     |     | 1,25 |     |      | 1,60 |      |      | 2,00 |      |      | 2,50 |      |      |
|                  | При роликовых опорах следующих типов*                 |     |     |      |     |     |      |     |     |      |     |      |      |      |      |      |      |      |      |      |      |
|                  | № 1                                                   | № 2 | № 3 | № 1  | № 2 | № 3 | № 1  | № 2 | № 3 | № 1  | № 2 | № 3  | № 1  | № 2  | № 3  | № 1  | № 2  | № 3  |      |      |      |
| 400              | 30                                                    | 40  | 21  | 40   | 50  | 23  | 50   | 60  | 29  | 64   | 75  | 36   | 82   | 95   | 46   | 102  | 120  | 58   | 128  | 150  | 72   |
| 450              | 48                                                    | 56  | 27  | 64   | 75  | 36  | 80   | 44  | 45  | 100  | 120 | 55   | 128  | 150  | 72   | 160  | 188  | 90   | 200  | 234  | 113  |
| 500              | —                                                     | —   | —   | 109  | 130 | 61  | 135  | 160 | 76  | 169  | 200 | 96   | 216  | 255  | 122  | 270  | 315  | 152  | 338  | 393  | 190  |
| 550              | —                                                     | —   | —   | 164  | 192 | 92  | 205  | 240 | 115 | 255  | 300 | 144  | 328  | 385  | 184  | 410  | 480  | 230  | 513  | 600  | 288  |
| 600              | —                                                     | —   | —   | —    | —   | —   | 320  | 375 | 180 | 400  | 470 | 225  | 512  | 600  | 288  | 640  | 750  | 360  | 810  | 940  | 450  |
| 650              | —                                                     | —   | —   | —    | —   | —   | —    | —   | —   | 576  | 680 | 324  | 737  | 865  | 413  | 920  | 1080 | 520  | 1150 | 1350 | 650  |
| 700              | —                                                     | —   | —   | —    | —   | —   | —    | —   | —   | 784  | 820 | 440  | 1005 | 1200 | 562  | 1250 | 1470 | 705  | 1570 | 1840 | 884  |
| 750              | —                                                     | —   | —   | —    | —   | —   | —    | —   | —   | 1223 | 440 | 1005 | 1200 | 562  | 1250 | 1470 | 705  | 1570 | 1840 | 884  | 1180 |
| 800              | —                                                     | —   | —   | —    | —   | —   | —    | —   | —   | —    | —   | —    | 1310 | 1540 | 735  | 1640 | 1920 | 920  | 2050 | 2400 | 1150 |
| 850              | —                                                     | —   | —   | —    | —   | —   | —    | —   | —   | —    | —   | —    | 2040 | 2400 | 1150 | 2550 | 3000 | 1440 | 3200 | 3750 | 1800 |

\* Тип № 1 — желобчатые роликовые опоры с углом наклона 20°, № 2 — 30°, № 3 — плоские роликовые опоры.

Успешная работа ленточных конвейеров во многом зависит от степени совершенства загрузочных, пересыпных и разгрузочных устройств [57]. При их проектировании следует обратить внимание на углы пересыпных коробов (они должны быть не менее 60°), обеспечение минимально возможной высоты узлов пересыпки, применение преимущественно круглых течек без переделов и изгибов, обогрев течек при сильно замораживающихся углях и т. п.

Сброс топлива в бункера котлов, для выдачи на склад или в промежуточных узлах пересыпки производится односторонними или двусторонними плужковыми сбрасывателями с приводом от электродвигателей или электрических исполнительных механизмов.

Основное преимущество плужковых сбрасывателей — простота конструкции и возможность проведения автоматической загрузки бункеров котлов.

**Взвешивание топлива.** Все поступающие на электростанцию вагоны с твердым топливом должны взвешиваться. По результатам взвешивания производятся расчеты с поставщиками топлива.

На большинстве электростанций установлены рычажные весы, обслуживаемые специальным весовщиком, требующие для взвешивания остановки каждого вагона. На новых электростанциях внедряются электронные тензометрические весы грузоподъемностью 200 т, позволяющие взвешивать вагоны без расцепки на ходу.

**Для определения технико-экономических показателей работы ТЭЦ** из конвейера после дробилок тонкого дробления устанавливаются ленточные весы типа ЛТМ.

**Удаление посторонних предметов из угля.** Поступающее на электростанцию топливо содержит значительное количество посторонних предметов: магнитного и немагнитного металла, деревянных предметов, тряпок, бумаги и т. п. Проходя по топливоподающему тракту, эти предметы вызывают порезы лент конвейеров, забивание течек, питателей, сепараторов, горелок и другие нарушения работы всех элементов топливоподачи и пылеприготовления. Особенно чувствительны к металлическим предметам быстроходные молотковые и среднеходные мельницы.



Установленные на действующих электростанциях металло- и щепоуловители оказались недостаточно эффективными, что приводит к многочисленным авариям пылесистем. В связи с этим принято решение о многократной установке в трактах топливоподачи узлов сепарации угля от посторонних предметов в следующей последовательности:

1) в узле пересыпки № 1 (см. рис. 5.1) на конвейерах, идущих из разгрузочного устройства с вагонопрокидывателями, — подвесной постоянно действующий саморазгружающийся магнитный сепаратор, расположенный поперек ленты, с металлоискателем, и уловитель длинномерных предметов;

2) в дробильном устройстве перед молотковыми дробилками — подвесной саморазгружающийся электромагнитный сепаратор с металлоискателем, располагаемый над приводным барабаном ленточного конвейера № 2 вдоль его оси;

3) после молотковых дробилок — шкивной и подвесной саморазгружающиеся электромагнитные сепараторы с металлоискателями (подвесной сепаратор располагается поперек оси конвейера) и роликковый или колосниковый грохот для улавливания крупного немагнитного металла размером более  $30 \times 80$  мм, древесных и других включений;

4) для защиты среднеходных мельниц от кусков немагнитного и пропущенного металла массой 70 г и более перед сбросом топлива в бункера котлов предусматривается установка оборудования для воздушной сепарации металла (разрабатывается УралВТИ), действующего таким образом, что порция топлива с металлом высекается из общего потока по импульсу от металлоуловителя.

На электростанциях с расходом топлива менее 100 т/ч, имеющих упрощенную схему топливоподачи, не представляется возможным осуществить вышеописанную систему удаления из угля металла, щепы и других предметов. Однако установка электромагнитных сепараторов до и после дробильного устройства, а также щепоуловителя на них обязательна.

**Отбор и разделка проб топлива.** Точное определение среднего качества сжигаемого угля в течение суток дает возможность подсчитать его удельный расход и определить степень экономичности работы электростанции в целом [59].

Существуют два способа отбора проб: непосредственно с ленты конвейера и из потока падающего топлива в узлах пересыпки. Первый способ применяется в основном на ленточных конвейерах небольшой производительности с шириной ленты не более 800 мм с помощью пробоотборника системы Барышева. Второй способ — универсальный, обеспечивающий отбор проб при любой производительности конвейера при помощи пробоотборника системы ВТИ новой конструкции. Как правило, узел отбора и разделки проб топлива размещается в узле пересыпки главного корпуса ТЭЦ между конвейерами № 3 и 4 (см. рис. 5.1). Система работает автоматически. Отбор проб производится с заданной частотой. В промежутках между отборами отдельных порций приемная тетка закрывается плотной заслонкой. Отбирающий элемент приводится в движение заводным механизмом с электроприводом (рис. 5.10).

Вместимость бункера первичной пробы принимается с запасом на 25% суточной пробы. Крупность выдаваемой лабораторной пробы 0—3 мм.

При компоновке пробоотборной установки необходимо обеспечить механизированное удаление остатков от первичной пробы после ее сокращения. Как правило, остаток пробы передается на конвейеры № 4 бункерной галереи.

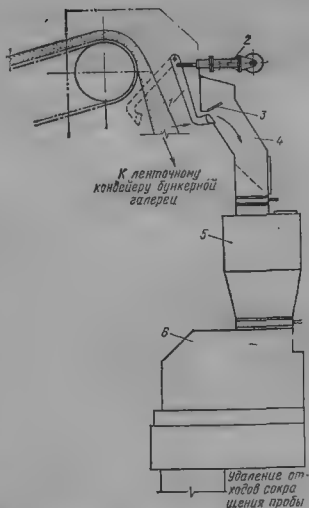
**Обеспыливающие установки.** Пыль углей (кроме антрацита и полуантрацита), сланца и торфа при хранении и транспортировке склонна к самовозгоранию. Взвешенная пыль образует взрывоопасную смесь. Взрывоопасной в условиях топливоподачи является пыль всех топлив с выходом летучих на горючую массу 20% и выше.

При запыленности воздуха в помещениях топливоподачи в пределах санитарной нормы (до  $10 \text{ мг/м}^3$ ) и систематической уборке помещений взрыв пылевоздушной смеси исключается.

Основными очагами пылеобразования являются все узлы пересыпки с конвейеров на конвейеры, дробильные устройства и бункерная галерея котельной. При

Рис. 5.10. Автоматический отборник проб угля типа АО-ВТИ:

1 — отбирающий элемент; 2 — ударный механизм; 3 — заслонка; 4 — приемная чашка; 5 — бункер-накопитель первичной пробы; 6 — проборазделочная машина МПЛ-150



плохо смонтированных конвейерах с большими вертикальными колебаниями грузовой ленты пыль может образоваться также непосредственно по всей длине конвейера.

В узлах пересыпки пыль выбивается через неплотности за счет возникающего избыточного давления. Особенно сильное пыление имеет место в течках после молотковых дробилок за счет вращения роторов с относительно большой частотой вращения. Избыточное давление в этом случае достигает 60—80 Па (6—8 кгс/м<sup>2</sup>).

Обеспечение нормативной запыленности в тракте топливоподачи может быть достигнуто только за счет проведения целого комплекса мероприятий: устранения просыпания топлива на пол; максимальной герметизации технологического оборудования и укрытия всех мест пылевыделения; аспирации, паро- и пенообеспыливания; очистки конвейерных лент в узлах пересыпки от налипшего топлива; уборки осевшей пыли с оборудования и строительных конструкций.

Институтом Теплоэлектропроект разработаны Правила проектирования отопления и вентиляции (обеспыливание и уборка помещений) топливных трактов тепловых электростанций, которыми следует руководствоваться.

Автоматизация и дистанционное управление на тракте топливоподачи [60, 62, 63]. По нормам технологического проектирования в тракте автоматизируется управление механизмами и процессом загрузки бункеров топливом. Все остальные механизмы топливоподачи, за исключением вагоноопрокидывателей, имеют дистанционное управление с центрального щита, располагаемого в изолированном помещении с допустимым для аппаратуры уровнем вибрации и запыленности.

Вагоноопрокидыватель и электротолкатель железнодорожных вагонов с маневровым устройством для сбора порожних вагонов управляются со щита управления, расположенного в здании разгрузочного устройства.

Место расположения центрального щита управления не регламентируется и выбирается в каждом конкретном случае с учетом схемы топливоподачи и генерального плана электростанции. Как правило, помещение щита должно совмещаться с другими вспомогательными зданиями (объединенный вспомогательный корпус, бытовые помещения ТПЦ) и может располагаться также в главном корпусе электростанции.

Дистанционное управление со щита управления обеспечивает: выбор режима работы тракта топливоподачи (подача топлива в главный корпус, на склад, одновременно в главный корпус и на склад), запуск нужного количества одновременно работающих ниток, запуск механизмов в выбранной технологической последовательности, контроль за состоянием механизмов в процессе работы и останов тракта топливоподачи с выдержкой времени, достаточной для полного освобождения механизмов от угля.

Останов тракта под нагрузкой происходит в случае аварийного останова какого-либо механизма.

Для обеспечения надежной работы в заданной технологической последовательности всех механизмов предусматриваются запретные и защитные взаимные блокировки. Все электродвигатели механизмов имеют управление по месту установки.

## 5.2. Топливное хозяйство ТЭЦ, работающих на жидком топливе

**Основные требования и нормы.** Основным видом жидкого топлива на тепловых электростанциях является топочный мазут по ГОСТ 10585-75 \* марок 40 и 100. Подготовка к сжиганию сырой нефти и других видов жидкого топлива в настоящей работе не рассматривается.

Основное мазутное хозяйство сооружается для снабжения мазутом энергетических и водогрейных котлов, работающих на мазуте, а также на газе, который может являться и основным топливом. В этом случае мазутное хозяйство может быть резервным (работа в зимнее время) или аварийным (работа в течение нескольких дней).

Для электростанций, работающих на твердом топливе, сооружается растопочное мазутное хозяйство.

По СНиП II-106-79 [66] склады подразделяются на две группы: к первой относятся склады неограниченной вместимости, располагаемые вне территории промышленных предприятий, в том числе и электростанций, ко второй — склады с максимальной вместимостью 10 000 м<sup>3</sup> для наземных резервуаров и 20 000 м<sup>3</sup> — для подземных, размещаемые на территории промышленных предприятий и электростанций.

Для вновь проектируемых ТЭЦ, как правило, требуются склады мазута вместимостью большей, чем допускается для второй группы, и поэтому основные мазутные хозяйства располагаются вне площадки ТЭЦ.

Растопочные мазутные хозяйства по нормам технологического проектирования должны иметь склад следующей вместимости в зависимости от общей паропроизводительности устанавливаемых котлов: более 8000 т/ч — с тремя резервуарами по 3000 м<sup>3</sup>, от 4000 до 8000 т/ч — с тремя резервуарами по 2000 м<sup>3</sup>, менее 4000 т/ч — с тремя резервуарами по 1000 м<sup>3</sup>.

Таким образом, растопочные мазутные хозяйства во всех случаях могут располагаться на площадке ТЭЦ.

В наиболее общем случае при доставке мазута железнодорожным транспортом мазутное хозяйство, как основное, так и растопочное, состоит из следующих элементов (рис. 5.11): приемно-сливного устройства; склада мазута; мазутонасосной; установки для ввода жидких присадок; трубопроводных коммуникаций между сооружениями мазутного хозяйства и котельной.

Основными руководящими директивными материалами регламентируются следующие наиболее существенные положения [9, 26, 70]:

определение суточного расхода мазута производится из условия 20 ч работы всех устанавливаемых энергетических котлов и 24 ч работы водогрейных котлов при покрытии тепловых нагрузок при средней температуре самого холодного месяца;

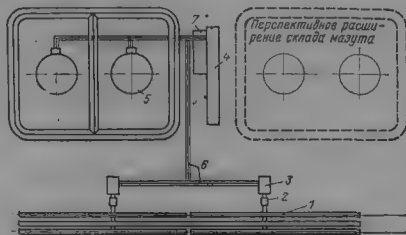


Рис. 5.11. Общий вид мазутного хозяйства:

1 — двухпутная сливная железнодорожная эстакада; 2 — гидрозатвор; 3 — промежуточная емкость с артезианскими насосами; 4 — мазутонасосная; 5 — металлический резервуар для мазута емкостью 30 000 м<sup>3</sup>; 6 — эстакада паромазутопроводов; 7 — открытая площадка с мазутоподогревателями

масса жидкого топлива, поступающего в железнодорожных цистернах, определяется взвешиванием или обмером;

вязкость подаваемого в котельную мазута должна быть при применении механических и паромеханических форсунок не более  $2,5^{\circ}\text{УВ}$ , что для мазута марки 100 соответствует температуре примерно  $135^{\circ}\text{C}$ ;

подача мазута к энергетическим и водогрейным котлам и подача пара к мазутному хозяйству производится по двум трубопроводам, рассчитанным на 75% расчетного расхода каждый; подача мазута из растопочного мазутного хозяйства производится по одному трубопроводу;

подача мазута от нефтеперерабатывающего завода должна производиться по одному трубопроводу; при специальном обосновании допускается прокладка двух трубопроводов с пропускной способностью для каждого, равной 50% расчетного расхода.

**Устройства и оборудование.** Приемно-сливные устройства. Доставка мазута производится в цистернах грузоподъемностью 50 и 60 т. В отдельных случаях используются цистерны грузоподъемностью 120 т, предназначенные в основном для перевозки легких нефтепродуктов.

По Правилам перевозок грузов МПС мазут относится к IV группе нефтепродуктов, и на период с 15 октября по 15 апреля предоставляется льготное время на слив одной ставки, равное 9 ч. В летний период время слива одной ставки установлено равным 3 ч 34 мин [76]. Длина фронта слива для растопочных мазутохозяйств установлена нормами технологического проектирования равной 100 м. Для основных мазутохозяйств следует принимать фронт слива исходя из разбивки маршрута на две ставки.

Сливные эстакады выполняются, как правило, для двух железнодорожных путей с мостиком в междупутье для обслуживания цистерн. Слив из цистерн производится в межрельсовые лотки, выполняемые с уклоном 1% и имеющие паровые греющие трубы по всей длине. Движение паровозов и тепловозов по железнодорожным путям сливной эстакады запрещается.

Принимаемое в настоящее время наземное расположение резервуаров склада мазута предопределяет необходимость включения в состав приемно-сливного устройства промежуточной емкости. Между сливными лотками и промежуточной емкостью устанавливаются фильтр-сетка и гидравлический затвор.

Из промежуточной емкости мазут перекачивается в резервуар склада. Для перекачки в основном используются погружные насосы, устанавливаемые непосредственно на перекрытии промежуточной емкости.

Должно быть не менее двух насосов, которые могут работать одновременно.

Промежуточная емкость основного мазутохозяйства должна вмещать не менее 20% вместимости цистерн, одновременно устанавливаемых под разгрузку. При длине сливной эстакады более 200 м в целях уменьшения заглубления промежуточной емкости и большей оперативности в организации слива одновременно из нескольких цистерн рекомендуется устанавливать две промежуточные емкости. В этом случае сливные лотки по длине разбиваются на две секции с отдельными уклонами к каждой емкости.

В настоящее время разогрев, слив и пропарка цистерн производятся в основном открытым паром с давлением 0,8—1,3 МПа ( $8\text{--}13\text{ кгс/см}^2$ ) и температурой  $200\text{--}250^{\circ}\text{C}$  с помощью Т-образных штапг. Общий расход пара на все операции в среднем не должен превышать 0,9 т/ч на одну цистерну. Организация слива приведена в типовой инструкции по эксплуатации мазутиных хозяйств тепловых электростанций [76]. Методика расчета расхода пара на слив и пропарку цистерн приведена в [69].

Другие методы разогрева мазута в цистернах — переносными паровыми и электрическими подогревателями, в тепляках, горячим мазутом через донные клапаны цистерн — не применяются и находятся в стадии экспериментов. Производство железнодорожных цистерн с паровыми рубашками прекращено.

Склад мазута. Вместимость склада мазута по нормам технологического проектирования определена следующим образом:

|                                                                  |                       |
|------------------------------------------------------------------|-----------------------|
| Мазут—основное топливо при доставке по железной дороге . . . . . | На 15-суточный расход |
| То же при подаче по трубопроводу . . . . .                       | На 3-суточный расход  |
| Мазут—резервное топливо для электростанций на газе . . . . .     | На 10-суточный расход |
| Мазут—аварийное топливо для электростанций на газе . . . . .     | На 5-суточный расход  |
| Для пиковых водогрейных котлов . . . . .                         | На 10-суточный расход |

Размещение резервуаров на складе выполняется в соответствии с СНиП [66]. На электростанциях устанавливаются как металлические наземные резервуары [64], так и подземные железобетонные. Последние, как правило, устанавливаются также наземными, но с земляной обсыпкой.

По схеме мазутного хозяйства к резервуарам на складе подсоединяется значительное количество трубопроводов различного назначения и диаметров с соответствующей арматурой. Для обеспечения нормальных условий эксплуатации этот узел размещается, как правило, в камере переключения, оборудованной необходимыми грузоподъемными устройствами.

Подключение трубопроводов к металлическим резервуарам, особенно большого диаметра (300—500 мм), должно производиться с учетом обеспечения компенсации свободной осадки резервуаров и близлежащих опор трубопроводов. Установка последней опоры трубопроводов перед резервуарами в виде неподвижной опоры привела к серьезным авариям.

Обращается особое внимание на ввод мазута, поступающего от промежуточных емкостей, в резервуары. Не допускается подавать мазут свободно падающей струей. Наполнение резервуаров должно производиться под уровень, и поэтому расстояние от конца загрузочной трубы до дна резервуара не должно превышать 200 мм. Рекомендуется для лучшего перемешивания вновь поступающего мазута с оставшимся в придонном слое подавать мазут через кольцевой трубопровод с отверстиями, устанавливаемый на днище.

Полезная вместимость резервуара принимается равной 0,85 его геометрического объема с учетом неполного заполнения, нижнего несрабатываемого слоя и плотности мазута 960—980 кг/м<sup>3</sup>.

Нагрев мазута в резервуарах выше 90 °С не разрешается. Металлические резервуары, устанавливаемые в районах со среднегодовой температурой воздуха 9 °С и ниже, должны быть теплоизолированы.

Металлические резервуары при хранении мазута с содержанием серы более 0,5% должны иметь защитное антикоррозионное покрытие внутренней поверхности кровли и верхнего пояса стенок на высоту 1 м. Окраска указанных поверхностей производится грунт-шпаклевкой ЭП-0010 в пять слоев после дробеструйной обработки поверхности.

В настоящее время в качестве единственного способа подогрева мазута в резервуарах склада принят циркуляционный — с помощью выносных подогревателей, устанавливаемых у мазутонасосной, по отдельному специально выделенному контуру. Принципиальные схемы такого подогрева приведены на рис. 5.12 и 5.13.

На основании анализа применения на действующих электростанциях циркуляционного способа разогрева мазута в резервуарах [65] выработаны следующие рекомендации:

хранение мазута с повышенной температурой сопровождается выпадением карбидов и значительной потерей теплоты в окружающую среду. Поэтому подогревать мазут следует непосредственно перед подачей в котельную;

подачу насосов системы циркуляционного подогрева следует принимать равной 1,7—2% вместимости резервуара. Большую подачу нужно принимать для резервуаров вместимостью до 10 000 м<sup>3</sup>;

Рис. 5.12. Принципиальная схема одноступенчатой мазутонасосной:

1 — мазутный резервуар; 2 — фильтр грубой очистки; 3 — насос, подающий мазут в котельную; 4 — основной подогреватель; 5 — фильтр тонкой очистки; 6 — насос циркуляционного подогрева мазута; 7 — подогреватель внутренней циркуляции

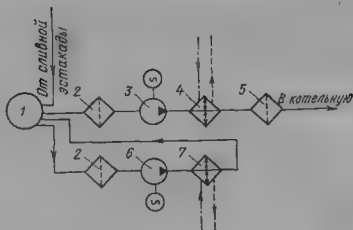
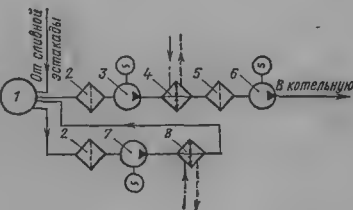


Рис. 5.13. Принципиальная схема двухступенчатой мазутонасосной:

1 — мазутный резервуар; 2 — фильтр грубой очистки; 3 — насос I ступени, подающий мазут в котельную; 4 — основной подогреватель; 5 — фильтр тонкой очистки; 6 — насос II ступени, подающий мазут в котельную; 7 — насос циркуляционного подогрева мазута; 8 — подогреватель внутренней циркуляции



работа системы циркуляционного подогрева в обход подогревателя (холодная рециркуляция) в целях перемешивания мазута в резервуаре малоэффективна и не должна допускаться;

скорость истечения мазута из сопел коллекторов, устанавливаемых в резервуарах, принимается 10—15 м/с;

в целях обеспечения прогрева придонного слоя коллектор рециркуляции необходимо располагать на минимальном расстоянии от дна резервуара с установкой сопел наклоном вниз;

при продолжительном хранении мазута в резервуарах без его расходования можно оставлять его в холоде, при этом температура мазута не должна опускаться ниже температуры застывания 10 °С.

**Мазутонасосная.** Оборудование мазутонасосной обеспечивает подачу мазута к форсункам котлов с учетом обратной рециркуляции в объеме 10—20% и работу циркуляционной системы подогрева мазута в резервуарах склада.

Расчетная производительность оборудования по подаче мазута в котельную для основного, резервного и аварийного мазутохозяйства определяется исходя из расхода мазута всеми установленными котлами с учетом рециркуляции; для растопочных мазутохозяйств — из расчета расхода мазута двумя наибольшими котлами при нагрузке 30% их номинальной производительности и также с учетом рециркуляции.

Выбор оборудования и схемы мазутонасосной для основного, резервного и аварийного мазутохозяйств производится исходя из следующих основных положений:

заданное давление мазута перед форсунками котлов колеблется в пределах 0,2—4,5 МПа (2—45 кгс/см<sup>2</sup>);

количество насосов, подающих мазут в котельную, в каждой ступени основного мазутохозяйства должно быть не меньше четырех, в том числе по одному резервному и одному ремонтному; для резервного и аварийного мазутохозяйств количество насо-

сов принимается не менее трех, в том числе один резервный; для циркуляционного разогрева мазута предусматривается один резервный насос;

подогреватели и фильтры тонкой очистки резервируются одним комплектом; дренажная емкость и мазутные подогреватели размещаются вне здания насосной;

устанавливается не менее двух конденсатных насосов, один из них резервный.

В настоящее время наибольшее распространение получили две принципиальные схемы мазутонасосных:

одноступенчатая с такой последовательностью установки основного оборудования: фильтр грубой очистки — насос-подогреватель — фильтр тонкой очистки — мазутопроводы в котельную (см. рис. 5.12);

двухступенчатая: фильтр грубой очистки — насос I ступени — подогреватель — фильтр тонкой очистки — насос II ступени — мазутопроводы в котельную (см. рис. 5.13).

Во всех случаях, когда представляется возможным подобрать необходимое оборудование, следует применять одноступенчатую схему как наиболее простую в эксплуатации, требующую меньше оборудования и меньших габаритов здания.

Оборудование мазутонасосной лучше размещать в одноэтажном здании, оборудованном грузоподъемными механизмами для проведения монтажных и ремонтных работ. Все трубопроводы с арматурой в помещении мазутонасосной должны прокладываться над полом. Прокладка в каналах не рекомендуется, так как при любой протечке во фланцах, чистке и промывке оборудования эти каналы загрязняются и практически в дальнейшем не могут быть очищены.

Принципиальные решения по мазутонасосным для растопочных мазутных хозяйств принимаются аналогичными. Основное различие заключается в количестве устанавливаемого оборудования. Число мазутных насосов принимается не менее двух, в том числе один резервный.

Для растопочных мазутохозяйств, имеющих небольшие расходы мазута, обеспечивается работа без постоянного обслуживающего персонала. При этом учитывается, что прекращение подачи мазута не вызовет аварийного состояния ТЭЦ.

Для основных мазутных хозяйств предусматривается наличие постоянного дежурного персонала и центрального щита управления в насосной.

**Очистка замазученных вод.** Источниками загрязнения сточных вод мазутом могут являться [77]:

сливы от уплотнения сальников мазутных насосов и пробоотборников контроля конденсата;

дренажные воды с полов мазутонасосной, каналов мазутопроводов;

конденсат от сливных лотков и греющих устройств в резервуарах, а в отдельных случаях и от подогревателей мазута (общий расход конденсата без учета расхода пара на разогрев мазута в цистернах составляет до 30 т/ч при мощности ТЭЦ до 600 МВт);

дождевые и талые воды с территории мазутного хозяйства, в том числе и складов мазута;

грунтовые воды, перехватываемые дренажной системой мазутного хозяйства из-за просачивания мазута в грунт через неплотности в емкостях хранения и сливных лотках;

промывочные воды фильтров конденсатоочистки мазутного хозяйства.

Предлагается предусматривать разделение конденсата на два потока: чистый конденсат от мазутоподогревателей и паровых спутников с содержанием мазута не более 10 мг/л; замазученный конденсат от паропроводов в сливных лотках, промежуточных емкостях и небольших греющих секциях в районе всасывающих патрубков резервуара склада.

Замазученный конденсат, как и замазученные воды, должен направляться на очистные сооружения. При значительных постоянных расходах мазута и относительно небольших количествах замазученных вод можно допустить их подачу в резер-

Рис. 5.14. Принципиальная схема установки для приема, хранения и ввода жидких присадок ВНИИНП:

1 — железнодорожная цистерна; 2 — фильтр; 3 — металлические подземные баки; 4 — циркуляционный насос; 5 — насос-дозатор; 6 — подогреватель; 7 — на впуск перекачивающих насосов промежуточной сливной емкости

вуары склада. Чистый конденсат подается в контрольные баки мазутонасосной и далее конденсатными насосами — для вторичного использования в цикле ТЭЦ.

На действующих электростанциях очистные сооружения в большинстве случаев имеют в своем составе следующие основные элементы: приемные резервуары-отстойники, нефтеловушки, флотаторы, механические и угольные фильтры.

Практически во всех случаях фактический расход сточных вод оказывается значительно ниже расчетного. Содержание в них нефтепродуктов не превышает 35, а в очищенной воде — в пределах 1 мг/л.

Анализ работы вышеперечисленных элементов очистных сооружений, проведенный на значительном количестве действующих электростанций, позволяет рекомендовать следующую основную схему:

баки-отстойники с конусным дном, оборудованные змеевиковыми подогревателями и воронкой для удаления всплывших нефтепродуктов; фильтры I ступени, загруженные антрацитом; фильтры II ступени, загруженные коксом.

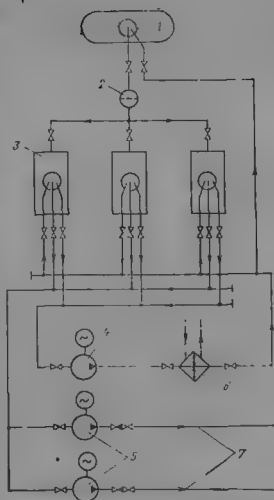
Для отставания аварийного сброса замаслуженных вод следует предусматривать нефтеловушку-отстойник.

**Установки для ввода жидких присадок.** По нормам технологического проектирования в мазутном хозяйстве необходимо предусматривать устройства для приема, слива, хранения, подготовки и дозирования жидких присадок. Эффективность применения присадок для защиты поверхностей нагрева котлов от коррозионных процессов рассмотрена в [3]. Применяются жидкие присадки, разработанные Всесоюзным научно-исследовательским институтом по переработке нефти (ВНИИНП), на базе продуктов переработки нефти и Всесоюзным теплотехническим институтом (ВТИ) — на базе водных растворов хлористого магния [67, 68].

Схема устройств для приема и подготовки присадки ВНИИНП представлена на рис. 5.14. В конкретных объектах могут применяться обе присадки одновременно или одна из них.

Следует отметить, что многокомпонентная присадка ВНИИНП-106 помимо своего основного назначения способствует уменьшению отложений в трубопроводах, подогревателях и резервуарах склада мазутохозяйства. Установка по приему этой присадки и вводу ее в систему мазутохозяйства также значительно проще, чем для присадки ВТИ-4ст.

**Трубопроводные коммуникации.** Трубопроводные коммуникации мазутного хозяйства можно разбить на два основных участка: от мазутонасосной до главного корпуса ТЭЦ и водогрейной котельной и в пределах площадки собственно мазутохозяйства. Как указывалось выше, основное мазутное хозяйство располагается вне площадки ТЭЦ, и поэтому длина первого участка трубопроводных коммуникаций может быть значительной (до 1 км и более). На этом участке прокладываются два на-





порных мазутопроводов и один рециркуляционный (все с паровыми спутниками), два паропровода, конденсатопровод.

При совпадении трасс паромазутопроводов с трассой теплопроводов, шламопроводов и трубопроводов других назначений сооружается объединенная трубопроводная эстакада. Уклон мазутопровода следует предусматривать в сторону мазутонасосной.

Подача пара в спутники производится со стороны мазутонасосной при сбросе конденсата в главный корпус. На основании работы Теплоэлектропроекта для указанных ранее параметров пара и мазута могут быть рекомендованы следующие диаметры спутников и их количество:

Диаметры мазутопроводов, мм 57 89 108 159 219 273 325  
 Диаметры спутников, мм, их количество . . . . . 32×1 38×1 38×1 32×2 38×2 45×2 45×2

Скорость движения мазута принимается равной 1,4—2,0, скорость пара 40—60 м/с. На напорных мазутопроводах устанавливаются запорные органы у мазутонасосной на расстоянии не менее 10 м и на вводе в здание котельной. Последние принимаются с электрическим приводом и дистанционным управлением со щита ТЭЦ.

Трубопроводные коммуникации в пределах площадки мазутного хозяйства можно разбить на две основные группы: от промежуточных емкостей до резервуаров склада, прокладываемые на высоких опорах, и от резервуаров склада до мазутонасосной, прокладываемые на низких опорах или в непроходных каналах при заглубленных насосных. Для всасывающих мазутопроводов рекомендуется принимать скорость прохождения мазута 0,5—0,7 м/с.

Таблица 5.3. Стальные трубы, рекомендуемые для транспортирования нефтепродуктов

| Расчетная температура, °С | Рабочее давление, МПа(кгс/см²) | Трубы диаметром до 700 мм                                                 |                                                  |
|---------------------------|--------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------|
|                           |                                | ГОСТ или ТУ на трубы                                                      | Марки стали по ГОСТ                              |
| Выше—30<br>о—40           | ≤2,5<br>(≤25)                  | ГОСТ 10705-63*<br>(сварные группы В)                                      | ВСт3ст, ВСт3пс<br>ВСт4сп, ВСт4пс<br>ГОСТ 380-71* |
|                           | ≤1,2<br>(≤12)                  | ГОСТ 10705-63*<br>(сварные группы В)<br>ГОСТ 20295-74*<br>ТУ 14-3-317-75* | ВСт4сп<br>ВСт3сп, ВСт3пс<br>ГОСТ 380-71*         |
| Ниже—40                   | 1,2—2,5<br>(12—25)             | ГОСТ 10705-63*<br>(сварные группы В)                                      | ВСт3сп<br>ГОСТ 380-71*                           |
|                           |                                | ГОСТ 20295-74*<br>ТУ 14-3-317-75<br>ГОСТ 550-75*                          | 10, 20<br>ГОСТ 1050-74*                          |
|                           | ≤1,2<br>(≤12)                  | ГОСТ 20295-74*<br>ТУ 14-3-317-75                                          | 10<br>ГОСТ 1050-74*                              |
|                           | 1,2—2,5<br>(12—25)             | ГОСТ 20295-74*<br>ТУ 14-3-317-75                                          | 10<br>ГОСТ 1050-74*                              |
| Для всех температур       |                                | ГОСТ 550-75*                                                              | 10 Г ГОСТ 4543-71*                               |
|                           |                                | ТУ 14-3-604-17                                                            | Низколегированная сталь<br>09Г2С                 |
|                           | ≤6,4<br>(≤64)                  | ТУ 14-3-460-75<br>ГОСТ 8732-78                                            | 20<br>ГОСТ 1050-74*                              |

Предусматривается обязательное заземление мазутопроводов. Теплоизоляцией покрываются все трубопроводы, стенки которых нагреваются свыше  $45^{\circ}\text{C}$ . Изоляция должна обеспечивать для трубопроводов, прокладываемых в помещениях и в зоне обслуживания, температуру на поверхности не выше  $35^{\circ}\text{C}$ .

На мазутопроводах должна применяться только стальная арматура. Сортамент труб для транспортирования нефтепродуктов приведен в табл. 5.3.

### 5.3. Топливное хозяйство ТЭЦ, работающих на природном газе

Кроме норм технологического проектирования основными документами, на основании которых проектируется газовое хозяйство ТЭЦ, являются СНиП II-37-76, СНиП III-29-76 и Правила безопасности в газовом хозяйстве [71—73].

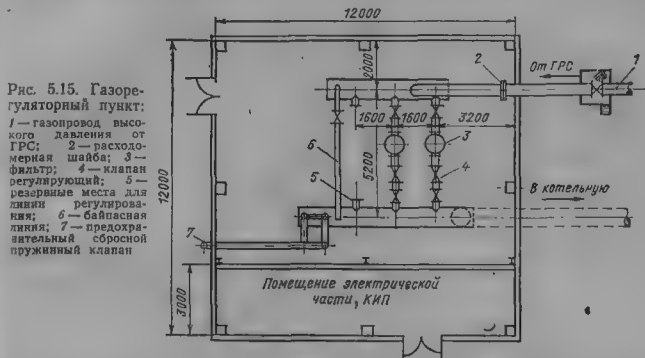


Рис. 5.15. Газорегуляторный пункт:  
1 — газопровод высокого давления от ГРС; 2 — расходомерная шайба; 3 — фильтр; 4 — клапан регулирующий; 5 — резервные места для линии регулирования; 6 — байпасная линия; 7 — предохранительный сбросной пружинный клапан

Нормами технологического проектирования тепловых электростанций [9] регламентируются следующие основные положения по проектированию газовых хозяйств: подвод газа к котельной производится через газорегуляторный пункт (ГРП), располагаемый в отдельном здании на территории электростанции;

производительность ГРП для электростанций, где газовое хозяйство является основным, рассчитывается на максимальный расход газа всеми рабочими котлами, а на электростанциях, сжигающих газ сезонно, — по требуемому расходу газа для летнего режима;

подвод газа от газораспределительной станции на магистральном газопроводе к ГРП и от ГРП до котельной производится по одному газопроводу. Резервный газопровод не предусматривается;

число параллельных регулируемых ниток в ГРП выбирается с одной резервной; газовый коллектор, распределяющий газ по котлам, прокладывается вне здания котельного отделения;

на газопроводах должна применяться только стальная арматура;

прокладка всех газопроводов в пределах ГРП и до котлов выполняется наземной.

**Газорегуляторный пункт.** Обычно ТЭЦ подключается к распределительным газопроводам с избыточным давлением  $0,6\text{ МПа}$  ( $6\text{ кгс/см}^2$ ). Подсоединение к газопроводу большего давления должно быть обосновано специально.

Давление газа перед котлами не превышает  $0,035\text{ МПа}$  ( $3500\text{ мм вод. ст.}$ ). Требуемое давление газа на выходе из ГРП подсчитывается против хода газа от самой удаленной горелки на котле с учетом всех местных сопротивлений и потерь в газопроводах. Это выходное давление составляет примерно  $0,13—0,16\text{ МПа}$  ( $1,3—1,6\text{ кгс/см}^2$ ).

Снижение давления газа в ГРП (рис. 5.15) осуществляется регуляторами давления двух разновидностей: мембранными регуляторами прямого действия типа РДУК-2 и электронными регуляторами. Регуляторы РДУК-2 изготавливаются диаметром 50, 100 и 200 мм. Максимальная производительность наибольшего регулятора РДУК-2-200 с седлом 140 мм при выходном давлении 0,6 МПа составляет примерно 36 000 м<sup>3</sup>/ч, что соответствует расходу газа одним котлом паропроизводительностью 500 т/ч.

Электронные регуляторы представляют собой, как правило, поворотную заслонку (ПРЗ) с приводом от электрического исполнительного механизма. При этом исполнительный механизм устанавливается вне регуляторного зала и воздействует на ПРЗ тягами длиной не более 6 м. Производительность таких регуляторов зависит в основном от принятого диаметра и бывает очень большой, что позволяет ограничиться двумя нитками регулирования — рабочей и резервной.

Учитывая, что наращивание мощности ТЭЦ происходит в течение достаточно длительного периода и что ПРЗ каждого диаметра обеспечивает регулирование при угле поворота заслонки в пределах 10—70°, рекомендуется для каждой очереди строительства на съемном участке газопровода устанавливать ПРЗ диаметром, определяемым по фактическим расходам в расчетных режимах ТЭЦ.

Опыт эксплуатации ГРП показал, что в районах с температурой не ниже -40 °С все оборудование, за исключением собственно регуляторов, исполнительных электрических механизмов и щитов с измерительными приборами, может располагаться на открытом воздухе.

Помещения ГРП должны отапливаться и иметь температуру не менее 5 °С. Газопроводы ГРП, в том числе наружные входные на длине не менее 20 м, должны быть покрыты звукопоглощающей изоляцией. Помещение щита управления, где размещаются щит для КИП (вторичный), шкаф сборок задвижек, исполнительные механизмы регуляторов давления, стенды первичных КИП и датчиков давления газа, телефон, отделяется от регуляторного зала капитальными стенами и имеет отдельный выход.

В ГРП электростанций вместо предохранительных запорных быстродействующих клапанов устанавливается сигнализация о повышении и понижении давления сверх установленных пределов. За регуляторами давления должны стоять не менее двух предохранительных сбросных устройств пропускной способностью не менее 10% пропускной способности наибольшего из регуляторов давления пружинного действия.

**Газопроводы на площадке ТЭЦ.** По территории электростанции не допускается прокладка газопроводов, не имеющих прямого отношения к снабжению электростанции газом. Подсоединение к газопроводу, подводящему газ к котельной, отводов, не относящихся к электростанции, не допускается. Не допускается также прокладка газопроводов в зданиях, в которых не потребляется природный газ. Трассу газопровода следует располагать так, чтобы максимально использовать для его применения трассы других трубопроводов. Как правило, газопровод не должен располагаться ниже других трубопроводов.

Не разрешается прокладывать газопровод по территории открытой подстанции, складов твердого топлива, мазутного хозяйства. Совместная прокладка газопроводов с постоянными или временными электрическими линиями допускается только для электросетей, предназначенных для обслуживания газового хозяйства, при условии, что электропроводка будет выполнена в стальных трубах или бронированном кабеле. Электропроводка должна прокладываться на самостоятельных кронштейнах или подвесках ниже газопроводов. Применение салниковых компенсаторов не допускается.

#### **5.4. Шлакозолоудаление в пределах котельной и площадки ТЭЦ**

**Основные требования.** Обязательным звеном электрических станций, работающих на твердом топливе, является система шлакозолоудаления, состоящая из следующих основных частей [78—80]: устройства для сбора шлака и золы в пределах котельной; перекачивающие насосные, размещаемые в котельной или в отдельно стоящем

зданий; промежуточные разгрузочные устройства для сухой золы на площадке ТЭЦ;

устройства для внешнего транспорта шлака и золы; шлакозолоотвалы.

В настоящее время применяются следующие основные системы шлакозолоудаления:

механическая с помощью скреперных установок, скребковых, ленточных и винтовых конвейеров, которая находит применение в небольших котельных; для ТЭЦ в СССР практического распространения не получила;

гидравлическая, предусматривающая совместный или раздельный транспорт шлака и золы в пределах котельной и до шлакозолоотвала. Эта система нашла применение на большинстве электрических станций СССР (рис. 5.16);

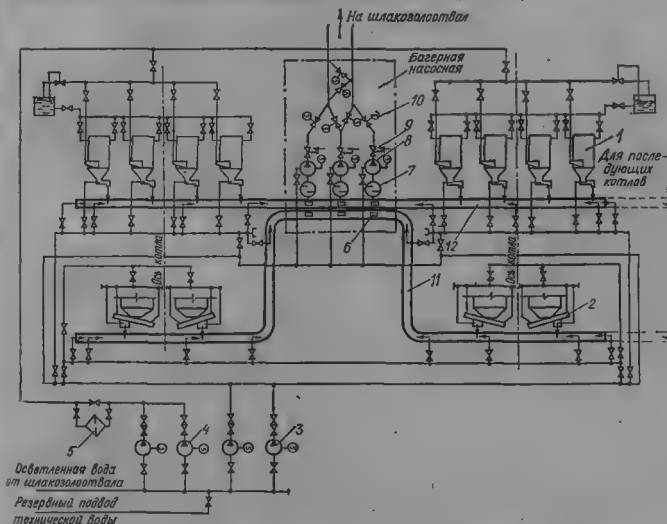


Рис. 5.16. Схема гидравлического шлакозолоудаления при мокрых золоуловителях:

1 — мокрый золоуловитель; 2 — шлакоудаляющее устройство; 3 — насос смывной воды; 4 — насос орошающей воды; 5 — гравийный фильтр; 6 — донный клапан с электроприводом; 7 — металлоудловитель; 8 — багерный паз; 9 — обратный клапан; 10 — шламовая задвижка; 11 — самотечный шлаковый канал; 12 — самотечный золовый канал

комбинированная пневмогидравлическая, внедряемая во всех случаях при установке сухих золоуловителей. В этой системе сбор золы в пределах котельной и из котельной до промежуточных перегрузочных устройств, предназначенных для выдачи сухой золы потребителям, осуществляется пневматическими устройствами (вакуумными или напорными). Удаление шлака предусматривается гидравлической системой. Выдача сухой золы потребителям обязательно резервируется внешней гидравлической системой (рис. 5.17).

Как следует из представленных схем, системы шлакозолоудаления (гидравлическая и комбинированная) состоят из следующих основных устройств: шлакозолоудаляющие устройства; золосмывные аппараты; самотечные каналы; багерная насосная; устройства по сбору и транспорту сухой золы; вспомогательное оборудование.

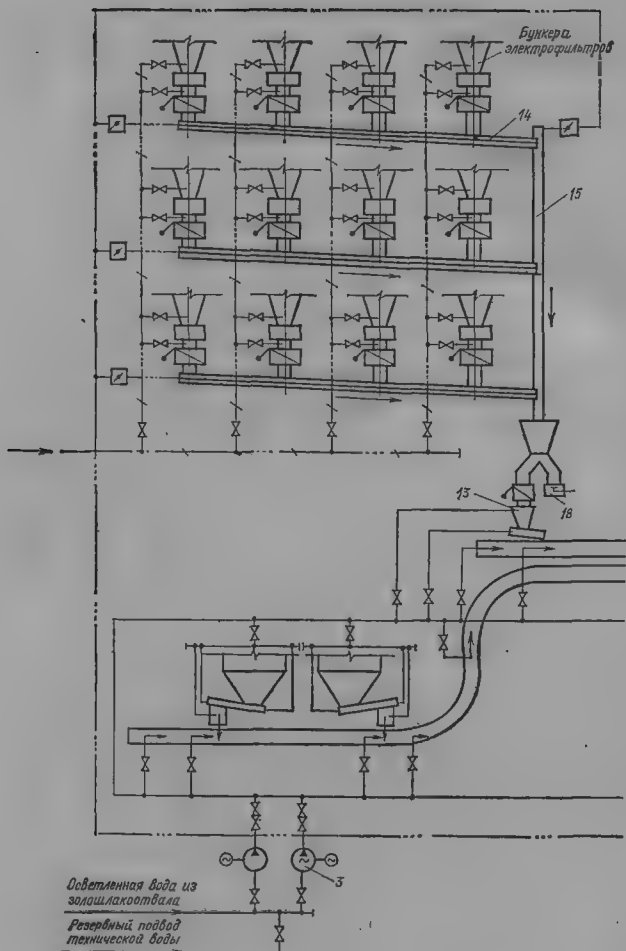
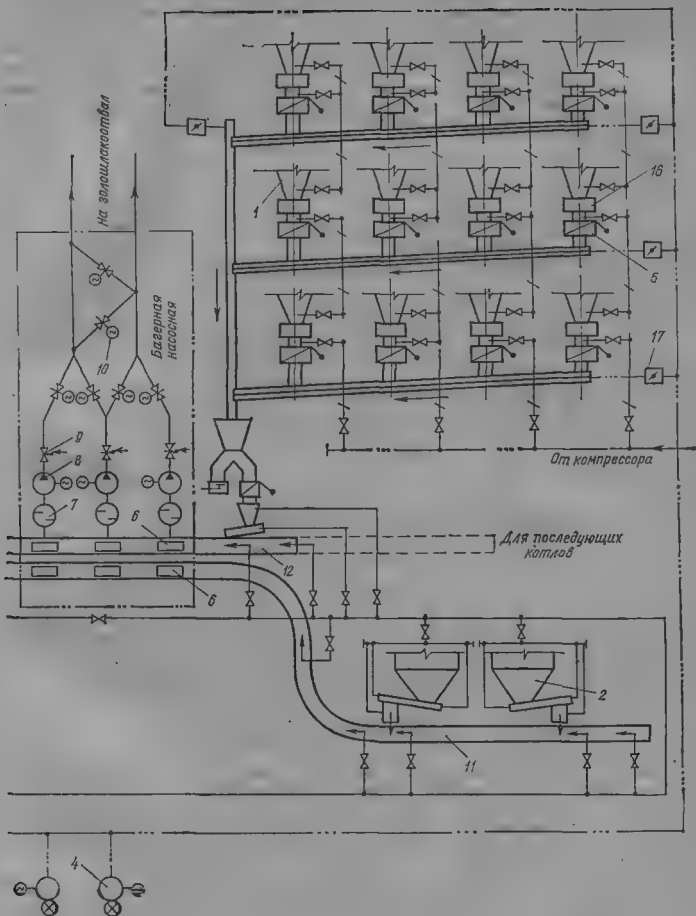


Рис. 5.17. Принципиальная схема комбинированного шлакозолоудаления при сухих  
 1 — сухой золоуловитель; 2 — шлакоудаляющее устройство; 3 — насос смывной воды; 4 —  
 8 — багерный насос; 9 — обратный клапан; 10 — шламовая задвижка; 11 — самотечный шлаковый  
 золоуловитель; 15 — аэрозелоб сборный; 16 — шибер, 17 — дроссельная заслонка; 18 —



# **ЗОЛОУЛОВИТЕЛЯХ:**

вентилятор; 5 — клапан-мигалка; 6 — донные клапаны с электроприводом; 7 — металлоуловитель; канал; 12 — самотечный золовый канал; 13 — золосмеситель; 14 — аэрожелоб под бункерами шнековой системы для выдачи сухой золы

**Устройства и оборудование. Шлакоудаляющие устройства.** Как указано выше, удаление шлака в основном производится гидравлической системой. Шлакоудаляющее устройство при этом должно быстро охладить шлак, что служит одновременно основой для облегчения дробления, создать гидравлический затвор и дозировать количество шлака, выпускаемого в самотечный канал. Для котлов производительностью 120 т/ч и выше в шлакоудаляющие устройства включается дробилка. Существует значительное количество конструкций устройств для непрерывного механизированного удаления шлака. В настоящее время наибольшее распространение получили

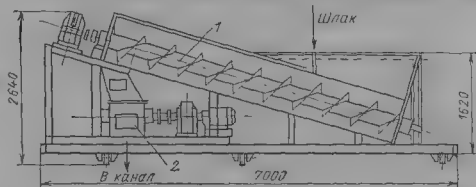


Рис. 5.18. Шлакоудаляющее устройство:  
1 — транспортер шнековый; 2 — дробилка

шлакоудаляющие устройства, представленные на рис. 5.18. Эти устройства изготавливаются Барнаульским и Таганрогским котельными заводами и имеют следующие характеристики:

#### Транспортер шнековый

|                                                     |         |
|-----------------------------------------------------|---------|
| Производительность, т/ч . . . . .                   | 7       |
| Потребляемая мощность, кВт . . . . .                | 5,5     |
| Частота вращения шнека, об/мин . . . . .            | 4,05    |
| Частота вращения электродвигателя, об/мин . . . . . | 730     |
| Редуктор . . . . .                                  | $i=182$ |

#### Дробилка

|                                                     |        |
|-----------------------------------------------------|--------|
| Производительность, т/ч . . . . .                   | 15     |
| Потребляемая мощность, кВт . . . . .                | 7,5    |
| Частота вращения вала дробилки, об/мин . . . . .    | 36     |
| Частота вращения электродвигателя, об/мин . . . . . | 1440   |
| Редуктор . . . . .                                  | $i=40$ |
| Размеры кусков шлака до дробления, мм . . . . .     | 400    |
| Размеры кусков после дробления, мм . . . . .        | 40     |

В настоящее время разрабатываются новые конструкции механизмов для удаления шлака роторного типа.

Количество шлаков и золы, подлежащих удалению, т/ч, определяется по формуле

$$A_{ш.з} = B \left( \frac{A^p}{100} + \frac{Q_p q_4}{7800 \cdot 100} \right), \quad (5.1)$$

где  $B$  — расход топлива, т/ч;  $A^p$  — зольность топлива, %;  $q_4$  — механический недожог (принимается по нормам теплового расчета котлов); %;  $Q_p$  — низшая теплота сгорания топлива, ккал/кг.

По нормам теплового расчета котлов [7, табл. XVII—XVIII] доля шлака  $a_{ш.з}$ , % общего количества шлака и золы, принимается равной:

|                                                        |       |
|--------------------------------------------------------|-------|
| Для камерных топок с твердым шлакоудалением . . . . .  | 5     |
| Для открытых топок с жидким шлакоудалением . . . . .   | 15—30 |
| Для полукрытых топок с жидким шлакоудалением . . . . . | 15—40 |

Доля шлака для циклонных и двухкамерных топок принимается также по [7, табл. XIX].

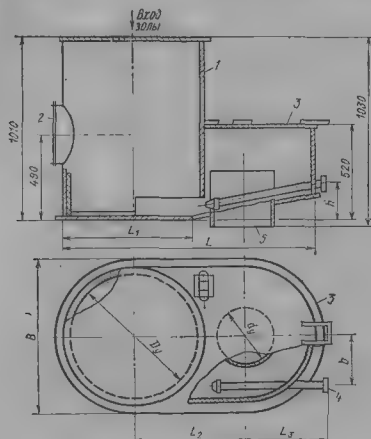
Выход шлака, т/ч,

$$A_{ш} = A_{ш.з} a_{ш.з}. \quad (5.2)$$

Расход воды на охлаждение шлака в ванне шлакоудаляющего устройства  $m$ , м<sup>3</sup>/т шлака, при жидком шлакоудалении определяется по формуле

$$m = \frac{q_{ш} + q_{изл}}{i_{ш}^0 - i_{ш}^1}, \quad (5.3)$$

где  $q_{ш} = c_{ш}(i_{ш}^1 - i_{ш}^2) + 60$  — количество теплоты, передаваемой воде при охлаждении шлака, ккал/кг;  $c_{ш} = 0,1 + 0,00012 i_{ш}$  — теплоемкость шлака, ккал/(кг·°C);  $i_{ш}$  — средняя температура шлака, °C;  $i_{ш}^1$  — начальная температура шлака, °C [10];  $i_{ш}^2$  — ко-



| Обозначение<br>эгомосмыв-<br>ных<br>аппаратов | B   | L    | D <sub>ш</sub> | d <sub>ш</sub> | b   | h   | L <sub>1</sub> | L <sub>2</sub> | L <sub>3</sub> |
|-----------------------------------------------|-----|------|----------------|----------------|-----|-----|----------------|----------------|----------------|
| A3-370                                        | 410 | 690  | 370            | 152            | 130 | 115 | 315            | 310            | 250            |
| A3-520                                        | 560 | 960  | 560            | 212            | 215 | 150 | 490            | 425            | 300            |
| A3-750                                        | 730 | 1380 | 750            | 317            | 300 | 280 | 705            | 610            | 450            |

Рис. 5.19. Золосмывной аппарат

1 — корпус; 2 — люк; 3 — часть с гидрозатвором; 4 — патрубок с соплом; б — выход золовой пыли

начная температура шлака (приблизительно принимается равной 70 °C); 60 — скрытая теплота плавления или затвердевания шлака, ккал/кг;  $q_{изл} = \frac{F_{л} Q_{изл}}{A_{ш}}$  — количество теплоты, передаваемой излучением из топки на поверхность летки, ккал/кг;  $F_{л}$  — площадь летки, м<sup>2</sup> [14];  $Q_{изл} = 90 \cdot 10^3 + 108 \cdot 10^3$  — количество теплоты, передаваемой излучением из топки, ккал/(м<sup>2</sup>·ч);  $A_{ш}$  — выход шлака, кг/ч;  $i_{ш}^1$  — температура воды, подаваемой на охлаждение, °C;  $i_{ш}^2$  — температура воды, сливаемой из ванны,  $i_{ш}^2 = 70$  °C.

Определение расхода воды при сухом шлакоудалении производится по этой формуле, но скрытая теплота плавления шлака не учитывается, а  $Q_{изл}$  принимается равным  $14 \cdot 10^3 + 22 \cdot 10^3$  ккал/(м<sup>2</sup>·ч).



**Золосмывные аппараты.** При гидравлической системе удаления золы под бункерами сухих золоуловителей любого типа устанавливаются золосмывные аппараты. В настоящее время Куусинским машиностроительным заводом изготавливаются золосмывные аппараты (рис. 5.19) трех модификаций: АЗ-370 производительностью по сухой золе 1—3, АЗ-520 производительностью 4—6 и АЗ-750 производительностью 7—10 т/ч.

При комбинированной пневмогидравлической системе зола с помощью аэрожелобов собирается от всех золовых бункеров одного, а в отдельных случаях — двух котлов в общий промежуточный бункер. В этом случае рекомендуется устанавливать

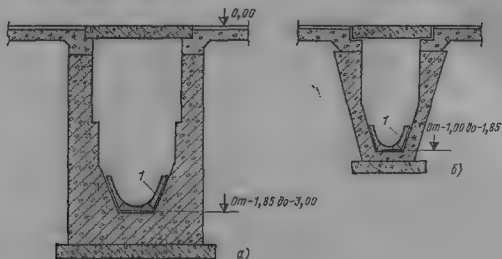


Рис. 5.20. Облицовка самотечных шлаковых и золовых каналов:

а — конструкция канала при глубине от 1,85 до 3,0 м; б — то же при глубине 1,0—1,85 м; 1 — базальтовые или диабазовые плиты

высокопроизводительные золосмывные аппараты, разработанные ПО Уралтехэнерго производительностью 20, 40, 60 т/ч.

При установке мокрых золоуловителей в их комплект входит устройство, обеспечивающее сброс золовой пыли в самотечный канал.

**Самотечные шлакозоловые каналы.** Гидротранспорт шлаковой и золовой пыли после шлакоудаляющих устройств и золосмывных аппаратов до багерных насосов осуществляется, как правило, по самотечным каналам, проложенным в полу золотого помещения. Каналы выполняются железобетонными из сборных элементов или монолитными с облицовкой стандартными плитами из каменного литья (рис. 5.20).

Шлаковые каналы при сухом шлакоудалении выполняются с уклоном не менее 1,5%, а при жидком — не менее 1,8%; золовые каналы выполняются с уклоном не менее 1%. Начальное заглубление каналов принимается 500—600 мм.

Для побуждения к движению шлакозоловой пыли по длине каналов устанавливаются побудительные сопла с подачей на них воды от смывных насосов. Расстановку побудительных сопел и другие указания по безнапорному транспорту шлаковой пыли см. [81].

**Багерная насосная.** Для перекачки шлакозоловой пыли на отвал предусматривается сооружение багерной насосной. Оптимальным расположением багерной насосной с точки зрения сокращения длины самотечных каналов и, следовательно, соответствующего уменьшения заглубления самой насосной, сокращения численности обслуживающего персонала, уменьшения эксплуатационных расходов является ее размещение в котельном отделении. Расположение багерной насосной вне котельного отделения должно специально обосновываться.

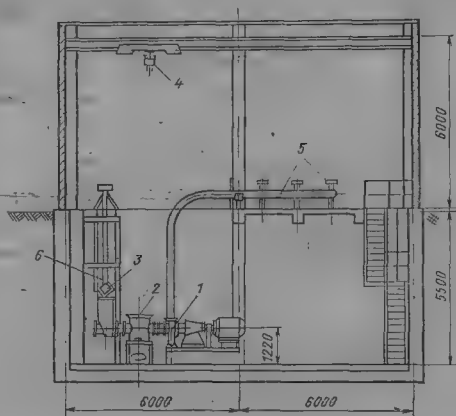
Компоновка багерной насосной определяется следующими основными положениями: совместное или раздельное удаление шлака и золы, одна или две ступени багерных насосов. Как правило, предусматривается совместное удаление шлаковой и золовой пыли, которое обеспечивает наименьшее количество устанавливаемых насосов (три комплекта — рабочий, резервный и ремонтный) и прокладываемых шлако-

золопроводов. При значительном удалении шлакозолоотвала и возможности размещения отдельного шлакоотвала относительно небольшой емкости вблизи ТЭЦ, а также при наличии соответствующих требований конкретных потребителей может предусматриваться раздельная перекачка шлаковой и золовой пульпы. В этом случае на шлаковой пулпе устанавливаются три насоса, а на золовой два — один рабочий, один резервный.

Необходимость установки одного или двух последовательно работающих насосов определяется на основании гидравлических расчетов внешней трассы шлакозолопроводов [26]. Компоновка одноступенчатой багерной насосной при совместном уда-

Рис. 5.21. Одвоступенчатая багерная насосная:

1 — багерный насос; 2 — металлоуловитель; 3 — донный клапан с электроприводом; 4 — подвесная ручная кран-балка грузоподъемностью 3,2 т; 5 — узел подключения трубопроводов от багерных насосов к внешним шлакозолопроводам; 6 — самотечный золовый канал



лении шлака и золы представлена на рис. 5.21. В качестве багерных насосов принимаются грунтовые насосы Бобруйского машиностроительного завода им. В. И. Ленина (табл. 5.4). К одной багерной насосной рекомендуется подсоединять четыре — шесть котлов паропроизводительностью 320—500 т/ч.

От каждой багерной насосной шлакозолопроводы на отвал принимаются с одной резервной ниткой. Допускается устройство одного резервного шлакозолопровода на две багерные насосные. При раздельном удалении шлака и золы рекомендуется

Таблица 5.4. Технические характеристики багерных насосов Бобруйского машиностроительного завода им. В. И. Ленина

| Марка насоса | Масса агрегата, кг | Подъем, м/ч | Давление, м вод.ст. | Диаметр колес, мм | Электродвигатель |               |                          |
|--------------|--------------------|-------------|---------------------|-------------------|------------------|---------------|--------------------------|
|              |                    |             |                     |                   | Марка            | Мощность, кВт | Частота вращения, об/мин |
| ГрТ-160/31,5 | 850                | 160         | 31,5                | 325               | АО-81-4          | 40            | 1500                     |
| ГрТ-400/40   | 2602               | 400         | 40,0                | 516               | АОЗ-315М-6:      | 132           | 1000                     |
|              | 2120               |             |                     |                   | АЗ-315-М-6       |               |                          |
| ГрТ-1600/50а | 6674               | 800         | 48,0                | 740               | АЗ-12-42-8:      | 250           | 750                      |
|              | 5420               |             |                     |                   | АОЗ-400М-8       |               |                          |
| ГрТ-1600/50  | 8000               | 1600        | 50,0                | 840               | АЗ-13-52-8:      | 500           | 750                      |
|              | 7815               |             |                     |                   | ДА304-14-59-8 VI |               |                          |
| ГрТ-800/71   | 8032               | 800         | 71,0                | 730               | А12-49-6:        | 400           | 1000                     |
|              | 9538               |             |                     |                   | ДА30-13-40-6     |               |                          |

устройство одного резервного пульпопровода, если разность диаметров шлако- и солопроводов не превышает 50 мм [82].

Одним из сложных узлов в насосной является узел переключения трех устанавливаемых насосов на два шлакозолопровода. В узле предусматривается установка шламовых задвижек с электроприводом, обеспечивающих системой блокировки автоматический переход при аварийном останове рабочего насоса на резервный насос при сохранении в работе эксплуатируемого шлакозолопровода (см. рис. 5.17, 5.16). Переход с одного шлакозолопровода на другой производится вручную.

Устройства для сбора сухой золы. Как указывалось выше, при комбинированной пневмогидравлической системе золоудаления предусматривается сбор золы от золоуловителей в сухом виде [86, 87]. Наибольшее распространение получила установка

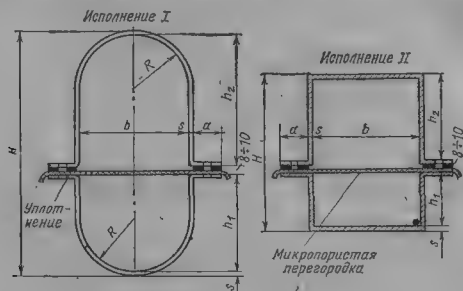


Рис. 5.22. Аэрожелоба (конструктивные данные см. табл. 5.1)

под бункерами золоуловителей аэрожелобов (рис. 5.22), которые характеризуются простотой конструкции, не имеют вращающихся частей, надежны в эксплуатации, герметичны, могут принимать золу по всей длине. Для надежной работы аэрожелобов требуется их установка с уклоном не менее 4°, а также осушка и подогрев низконапорного воздуха [26]. Подача золы в аэрожелоба из бункеров золоуловителей производится через клапаны мигалки или пневмослоевые затворы.

Системой аэрожелобов сухая зола подается в промежуточный бункер, из которого она может быть направлена в пневматическую систему для дальнейшего транспорта или золосмывным аппаратом в самотечный канал и далее в багерную насосную [88, 89].

Выбор пневматической системы для транспорта сухой золы зависит от места расположения ее потребителя. Как правило, он расположен на значительном расстоянии, и поэтому возникает необходимость в сооружении на площадке ТЭЦ золоперегрузного устройства с силосами или бункерами для хранения золы. Вместимость

Таблица 5.5. Геометрические размеры аэрожелобов (рис. 5.23)

| Условный проход $D_y$ | Исполнение | Геометрические размеры |       |       |      |     |     |     | Масса 1 м длины, кг |
|-----------------------|------------|------------------------|-------|-------|------|-----|-----|-----|---------------------|
|                       |            | $b$                    | $h_1$ | $h_2$ | $R$  | $s$ | $a$ | $H$ |                     |
| 100                   | I          | 100                    | 130   | 160   | 50   | 3   | 40  | 306 | 20,3                |
|                       | II         | 100                    | 120   | 150   | —    | 3   | 40  | 286 | 21,2                |
| 125                   | I          | 125                    | 135   | 180   | 62,5 | 3   | 45  | 330 | 22,3                |
|                       | II         | 125                    | 120   | 165   | —    | 3   | 45  | 300 | 23,6                |
| 150                   | I          | 150                    | 135   | 195   | 75   | 3   | 45  | 345 | 23,8                |
|                       | II         | 150                    | 120   | 180   | —    | 3   | 45  | 315 | 25,4                |
| 200                   | I          | 200                    | 140   | 210   | 100  | 3   | 50  | 365 | 26,5                |
|                       | II         | 200                    | 120   | 190   | —    | 3   | 50  | 325 | 28,3                |

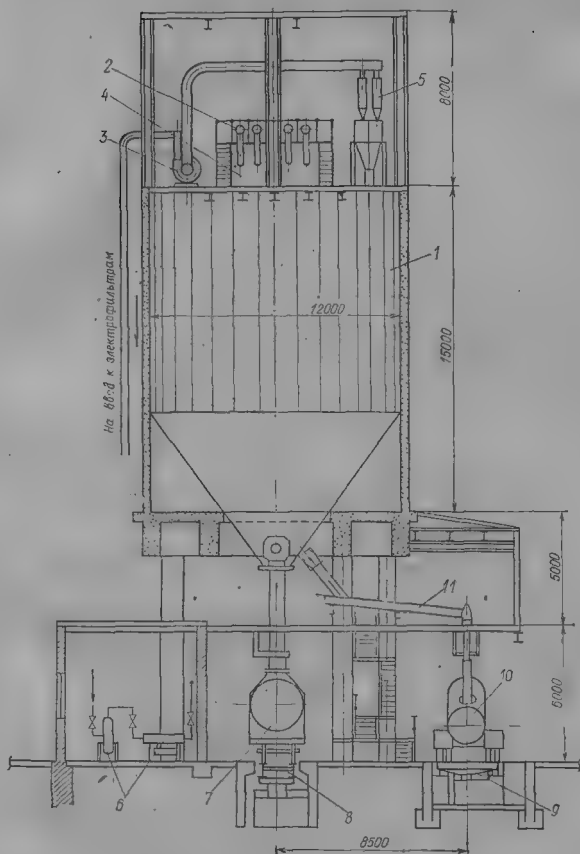


Рис. 5.23. Золоперегрузочное устройство:

1 — железобетонный силос; 2 — золопроводы из главного корпуса; 3 — центробежный вентилятор; 4 — загрузочное устройство силоса; 5 — циклоны НИИОгаз; 6 — масло-доотделители на подводе воздуха; 7 — железнодорожная цистерна; 8 — автоматическая весовая установка для железнодорожных цистерн; 9 — то же для автоцистерн; 10 — автоцистерна; 11 — азрожелоб

силосов выбирается из расчета размещения не более двухсуточного выхода золы. Геометрические размеры аэрожелобов приведены в табл. 5.5.

Аэрожелоба отечественной промышленностью серийно не изготавливаются, считаясь нестандартизованным оборудованием. Представленные на рис. 5.23 два исполнения аэрожелобов равнозначны и выбираются исходя из располагаемых материалов и условий их изготовления. Условный проход  $D_y$  определяется расчетом [89].

Для транспорта золы от промежуточного бункера в котельной до золоперегрузочного устройства рекомендуется применять вакуумную пневматическую систему при расстоянии до 200 м и напорную пневматическую систему с пневмовинтовыми насосами при расстоянии более 200 м.

Из золоперегрузочного устройства сухая зола транспортируется к потребителю в железнодорожных вагонах-цементовозах или автоцементовозах. В отдельных случаях может иметь место пневматический напорный транспорт золы непосредственно в бункера потребителя при расстоянии до потребителя до 1 км. Компоновка золоперегрузочного устройства представлена на рис. 5.23. Расчеты пневматических систем приведены в [83, 84, 85].

**Вспомогательное оборудование.** К вспомогательному оборудованию в системах гидравлического шлакозолоудаления относятся насосы смывной воды, подающие воду к побудительным соплам в самотечных каналах и на уплотнение багерных насосов. При двухступенчатой установке багерных насосов может возникнуть необходимость в установке специальных насосов для уплотнения насосов II ступени. Давление воды, подаваемой на уплотнение, должно превышать давление, развиваемое багерным насосом, на 0,05—0,1 МПа (0,5—1,0 кгс/см<sup>2</sup>). Расход воды на уплотнение приведен в паспортных данных по каждому типу насоса. Количество насосов смывной воды принимается с одним резервным агрегатом.

Как правило, насосы смывной воды работают на осветленной воде, подаваемой со шлакозолоотвала. В качестве резерва и для подпитки насосы подсоединяются к системе технического водоснабжения.

Вода на охлаждение и грануляцию шлака и к золосмывным аппаратам подается непосредственно насосами осветленной воды. Могут быть также использованы насосы орошения, подающие воду к мокрым золоуловителям.

К нестандартизованному вспомогательному оборудованию гидравлической системы относятся донные клапаны перед багерными насосами, металлоуловители и обратные клапаны на шлакозолопроводах. Все это оборудование не изготавливается серийно и имеет много различных конструкций.

К вспомогательному оборудованию пневматических систем золоудаления относятся вентиляторы, подающие воздух к аэрожелобам, компрессоры для подачи воздуха к пневмовинтовым насосам, фильтры для очистки воздуха в золоперегрузочных устройствах и большое количество нестандартизованного оборудования (затворы, мигалки, циклоны и т. п.).

Как правило, должна использоваться общестанционная компрессорная.

### 5.5. Пример выбора оборудования топливного хозяйства ТЭЦ на твердом топливе

В качестве примера рассматривается разработка проекта топливного хозяйства для ТЭЦ конечной мощностью 485 МВт с шестью котлами ТКЗ производительностью до 400 т/ч. Топливо — кузнецкий уголь. Расход угля на котел 56,5 т/ч.

Примерный порядок расчетов и выбор основных элементов топливного хозяйства следующий:

1. Расчетная производительность. По нормам технологического проектирования [9] суточный расход топлива составит:  $24 \cdot 56,5 \cdot 6 = 8150$  т, часовая производительность  $\frac{8150}{24} \cdot 1,1 = 372$  т/ч.

2. Вместимость склада топлива и механизация складских работ. Запас топлива на складе принимается на 30 сут и составляет  $8150 \cdot 30 = 244\,500$  т. В качестве основного

механизма на складе принимается бульдозер ДЭТ-250. Производительность бульдозера в зимнее время составит примерно 150 т/ч. Количество бульдозеров с учетом 30% резерва — четыре комплекта.

3. Разгрузочное устройство. При производительности топливоподачи 100—400 т/ч в разгрузочном устройстве предусматривается установка одного роторного вагоноопрокидывателя ВРС-125, рассчитанного на разгрузку железнодорожных полувагонов грузоподъемностью 65—125 т. Расчетное число опрокидываний 12 в час. Принимая доставку топлива в полувагонах грузоподъемностью 65 т, получим производительность тракта топливоподачи не менее  $12 \cdot 65 = 780$  т/ч.

4. На основании полученных выше данных с учетом располагаемой территории для строительства ТЭЦ, условий трассировки подъездных железнодорожных путей выбирается схема топливного хозяйства и выдается предварительное задание на генеральный план. В настоящем примере схема топливного хозяйства принимается по рис. 1.11.

5. Производительность ленточного конвейера от вагоноопрокидывателя (одна нитка) и односторонних коллейеров, подающих топливо на склад, выбирается не менее полной производительности вагоноопрокидывателя и принимается равной 800 т/ч.

6. Производительность основного двухниточного тракта топливоподачи от первого узла пересылки до бункерной галереи включительно принимается из условия обеспечения каждой ниткой 50% производительности вагоноопрокидывателя и составляет 400 т/ч.

7. Выбор ширины ленты конвейеров производится по табл. 5.2, где их производительность указана в кубических метрах в час. Переход к тоннам в час производится с учетом насыпной массы угля, принимаемой для кузнеческого угля равной  $0,88 \text{ т/м}^3$ . При выборе ширины ленты учитывается также, что большинство конвейеров имеют наклонные участки, и поэтому на указанную в таблице производительность конвейеров предварительно вводится понижающий коэффициент 0,92, соответствующий углу наклона ленты  $18^\circ$ . Таким образом, выбор ширины ленты в настоящем примере производится исходя из требуемой производительности 1000 и 500 м<sup>3</sup>/ч. Во избежание большого пыления, возникающего при транспорте угля конвейерами при большой скорости ленты, а также возможной просыпи мелких фракций угля рекомендуется выбирать скорость ленты в пределах 1,6—2,5 м/с.

При проведении детальных расчетов ленточных конвейеров и подборе реального заводского оборудования для их привода не всегда удается обеспечить одинаковую скорость у последовательно работающих конвейеров. В этом случае следует стремиться к тому, чтобы по ходу топлива скорость изменялась только в большую сторону.

Наибольшее распространение получили желобчатые роlikоопоры с углом наклона  $20^\circ$ . Переход на угол наклона роlikов  $30^\circ$  производится, как правило, в том случае, когда для обеспечения заданной производительности конвейера возникает необходимость выбора ленты следующего типоразмера и в особенности если требуется переход на ленту шириной более 1400 мм.

Учитывая намечаемый в СССР в ближайшие годы переход на серийный выпуск восьмисосновых полувагонов грузоподъемностью до 134 т, что вызовет значительное увеличение производительности вагоноопрокидывателя, ширину ленты выбирают с некоторым запасом по сравнению с указанной выше требуемой производительностью.

Принимаем скорость ленты примерно 1,6—1,8 м/с и ширину ленты соответственно 1400 и 1200 мм.

8. Расчет ленточных коллейеров производится по [61] и ставит своей целью уточнение всех параметров конвейеров (скорость ленты, крутящий момент, тяговые усилия и др.) и выбор всех элементов конвейеров (приводных барабанов, натяжных устройств, электродвигателя, редуктора, типа ленты и др.).

Расчет производится после окончательной разработки генерального плана и уточнения геометрии всех элементов топливного хозяйства, что позволяет определить основные геометрические параметры конвейеров: длину, угол наклона, высоту подъема.

9. Выбор молотковых дробилок по заданной производительности 400 т/ч производится по табл. 5.1.

В рассматриваемом примере принимается установка на каждой нитке топливоподачи по одному комплекту дробилки СМД-98А, изготавливаемой заводом Волгоцеммаш (г. Волжск).

10. Все вспомогательное оборудование заводского изготовления — ленточные весы, магнитные сепараторы, плужковые сбрасыватели, пробоотборные установки, грузоподъемные механизмы — выбирается по заводским данным в соответствии с характеристиками основного оборудования.

Чертежи нестандартизованного оборудования (коробов, опорных металлоконструкций, затворов, шиберов и т. п.) передаются заказчику для размещения заказов на их изготовление на выделяемых в каждом конкретном объекте соответствующих заводах.

## Глава шестая

### ПРИМЕРЫ ВЫБОРА ВСПОМОГАТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭЦ

#### 6.1. Исходные данные

Приведенные ниже примеры выбора вспомогательного оборудования составлены применительно к ТЭЦ высокого давления в составе: шести котлов паропроизводительностью по 420 т/ч БКЗ-140ПТ-2, двух турбин типа ПТ-135/165-130/15, одной турбины Т-175/210-130 и пяти пиковых водогрейных котлов КВ-ТК-100. Принципиальная технологическая схема ТЭЦ представлена на рис. 1.10; ТЭЦ должна выдавать сухую золу, которая будет использоваться для производства строительных материалов.

Климатические условия района строительства ТЭЦ условно принимаются по г. Барнаулу ( $t_{от} = -39^\circ\text{C}$ ).

Все расчеты, обосновывающие выбор вспомогательного оборудования, выполняются в объеме, соответствующем техническому проекту ТЭЦ.

#### 6.2. Вспомогательное оборудование энергетического котла

1. Тип котла Е-420-140Ж. Модель БКЗ-420-140ПТ-2.
2. Топливо — ирша-бородинский бурый уголь,  $Q_{p_k} = 15,68$  МДж/кг (3740 ккал/кг) (см. табл. 1.7).
3. Топочное устройство — камерная толка с жидким шлакоудалением (16 пылеугольных горелок и восемь сбросных горелок).
4. Предусматривается сухое золоудаление.
5. Среднее барометрическое давление для места установки котла 730 мм рт. ст.
6. Данные теплового и аэродинамического расчетов котла при номинальной нагрузке (по аналогичному расчету):
  - паропроизводительность 420 т/ч;
  - полный расход топлива 74,1 т/ч;
  - КПД котла 92,09%;
  - температура уходящих газов  $147^\circ\text{C}$ ;
  - объем уходящих газов при  $t_{гх} = 147^\circ\text{C}$  составляет 770 000 м<sup>3</sup>/ч (при давлении 760 мм рт. ст.);
  - сопротивление собственно котла с воздухоподогревателем по газам 1770 Па (180 мм вод. ст.);
  - сопротивление газового тракта от воздухоподогревателя до выхода из дымовой трубы (по расчету по предварительной компоновке котла 1630 Па (166 мм вод. ст.);

перепад полных давлений по газовому тракту (с учетом самотяги дымовой трубы) 2850 Па (290 мм вод. ст.);

объем дутьевого воздуха, забираемого дутьевыми вентиляторами при температуре — 10°C, 368 000 м³/ч; температура воздуха перед дутьевыми вентиляторами — 10°C принята исходя из допустимого по условиям вентиляции котельного помещения забора воздуха из под кровли котельной и температуры наружного воздуха зимой — 39°C;

перепад полных давлений воздушного тракта котла (первичный воздух) 4300 Па (440 мм вод. ст.).

**Золоуловители.** Мощность рассматриваемой ТЭЦ и заданное условие — выдача сухой золы определяют установку за энергетическими котлами электрофильтров с КПД не менее 98%. При установке за котлом параллельно двух электрофильтров ЭГА 1-40-7,5-4-4 (см. табл. 2.1) время пребывания газов в активной зоне электрофильтра составит [формула (2.1)]

$$t_{эф} = \frac{2,56 \cdot 4 \cdot 81,9 \cdot 2}{214} = 7,8 \text{ с.}$$

По графику на рис. 2.2 при этом КПД электрофильтра составит 98,2%, что удовлетворяет заданному условию. Котельная ячейка котла БКЗ-420-140ПТ-2 имеет ширину 30 м, которой достаточно для размещения выбранных электрофильтров (параллельно двух аппаратов).

**Тягодутьевые машины.** К котлу устанавливается один дымосос (см. рис. 1.12 и рис. 2.31). Расчетную производительность дымососа подсчитываем по формуле (2.5) по принятым исходным данным (по аналогичному расчету):

$$Q_{\text{дым}} = 1,1 \frac{770\,000}{1} \frac{760}{730} = 880\,000 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Расчетное давление машины определяем по формуле (2.6):

$$H_{\text{дым}} = 1,2 \cdot 2850 = 3420 \text{ Па (348 мм вод. ст.)}.$$

По формуле (2.8) находим коэффициент приведения к характеристике машины:

$$K_{\text{пр}} = \frac{1,293 \cdot 273 + 147}{1,3 \cdot 273 + 100} \frac{760}{730} = 1,17.$$

Приведенное давление дымососа по формуле (2.7):

$$H_{\text{дым}}^{\text{пр}} = 1,17 \cdot 3420 = 4000 \text{ Па (407 мм вод. ст.)}.$$

Расчетным параметрам дымососа удовлетворяют характеристики осевого дымососа ДОД-31,5 (500 об/мин), который и принимаем к установке (см. табл. 2.7, [8, 16]).

При расчетных параметрах дымосос будет работать с высоким КПД (примерно 81%).

Потребляемая мощность дымососа по формуле (2.9)

$$N_{\text{дым}} = \frac{880\,000 \cdot 4000 \cdot 10^{-3}}{36 \cdot 81 \cdot 1,17} \approx 1030 \text{ кВт.}$$

Мощность двигателя с запасом 5% должна быть равна примерно 1100 кВт; частота вращения 500 об/мин.

Барнаульский котельный завод-поставщик выбранного дымососа комплектует дымосос асинхронным электродвигателем типа ДАЗО мощностью 1360 кВт с частотой вращения 500 об/мин, напряжением 6000 В. Тип и мощность двигателя подлежат уточнению на стадии рабочего проектирования котла.



По конструктивно-компоновочным соображениям к котлу устанавливаются два дутьевых вентилятора (см. рис. 1.12 и 2.31). Расчетную подачу вентилятора находим по формуле (2.5) по принятым исходным данным (по аналогичному расчету):

$$Q_{\text{всв}}^p = 1,1 \frac{368\,000}{2} \frac{760}{730} \approx 210\,000 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Расчетное давление вентилятора по формуле (2.6)

$$H_{\text{всв}}^p = 1,2 \cdot 4300 = 5160 \text{ Па (526 мм вод. ст.)}.$$

Коэффициент приведения к характеристике машины по формуле (2.8)

$$K_{\text{пр}} = \frac{1,293}{1,293} \frac{273 + 10}{273 + 20} \frac{760}{730} \approx 0,935.$$

Приведенное давление вентилятора по формуле (2.7)

$$H_{\text{всв}}^{\text{пр}} = 0,935 \cdot 5160 = 4825 \text{ Па (490 мм вод. ст.)}.$$

Расчетным параметрам дутьевого вентилятора удовлетворяет характеристика центробежного вентилятора ВДН-20П (1000 об/мин), который и принимаем к установке (см. табл. 2.7, [8, 16]).

При расчетных параметрах вентилятор будет работать с КПД 83%.

Потребляемая мощность вентилятора по формуле (2.9)

$$N_{\text{всв}} = \frac{210\,000 \cdot 4825 \cdot 10^{-3}}{36 \cdot 83 \cdot 0,935} = 362 \text{ кВт}.$$

Мощность двигателя с запасом 5% должна быть равна 380 кВт; частота вращения 1000 об/мин.

Калориферы для подогрева дутьевого воздуха. Котел БКЗ-420-140ПТ-2 имеет трубчатый воздухоподогреватель и работает на топливе с приведенным содержанием серы  $S^p < 0,4$ . По ПТЭ [26] дутьевой воздух, поступающий в воздухоподогреватель, должен подогреваться до 50°C (см. § 2.3).

Котел оборудуется двумя группами калориферов. Каждая группа состоит из одного ряда калориферов, устанавливаемых на пути входа дутьевого воздуха в воздухоподогреватель и параллельно омываемых потоком воздуха. Устанавливаются калориферы КСк-4 (см. табл. 2.13), обогреваемые горячей сетевой водой. В каждой группе устанавливается 12 калориферов КСк-4 № 12, т. е. всего на котел 24 калорифера. Суммарная площадь поверхности нагрева калориферов в каждой группе  $12 \cdot 136,02 \approx 1630 \text{ м}^2$ . Предварительно принимаем температуру греющей воды до калориферов равной 110, а после них 50°C.

Дальнейшие расчеты производятся на одну группу калориферов при номинальной нагрузке котла и температуре поступающего в калориферы воздуха — 10°C.

Расход подогреваемого воздуха

$$G_{\text{в}} = \frac{368\,000}{2} \cdot 1,29 \approx 238\,000 \text{ кг/ч}$$

(см. § 2.1). При  $t_{\text{в}}' = -10^\circ\text{C}$  и давлении 730 мм рт. ст.  $\rho_{\text{в}} = 1,29 \text{ кг/м}^3$ .

Суммарная площадь живого сечения для прохода воздуха по табл. 2.13

$$12 \cdot 1,027 = 12,32 \text{ м}^2.$$

Массовая скорость воздуха

$$w_{\text{вз}} = \frac{238\,000}{3600 \cdot 12,32} \approx 5,36 \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с}).$$

Расход теплоты на калориферную установку по формуле (2.28)

$$Q_{\text{кф}} = 238\,000 \cdot 0,242 \cdot 4,19 \cdot 10^3 (50 + 10) \frac{1}{3600} = 4,02 \cdot 10^4 \text{ Вт}.$$

При принятом перепаде температур воды в калориферах  $\Delta t_{\text{вд}} = 110 - 50 = 60^\circ\text{C}$ , расход воды должен быть равен [формула (2.29)]

$$G_{\text{вд}} = \frac{4,02 \cdot 10^4}{60 \cdot 4,19 \cdot 10^3 \cdot 0,98} \approx 16,3 \text{ кг/с}$$

(см. табл. 3.12).

Скорость воды в трубах калориферов по формуле (2.30)

$$w_{\text{вд}} = \frac{16,3}{972 \cdot 12 \cdot 0,00258} \approx 0,54 \text{ м/с}.$$

Коэффициент теплопередачи в калориферах по табл. 2.14:  $37,13 \cdot 1,163 = 43,2 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{K})$ . Средняя логарифмическая разность температур [7] равна  $60^\circ\text{C}$ .

Требуемая площадь поверхности нагрева калориферной установки по формуле (2.27)

$$F_{\text{кф}} = \frac{4,02 \cdot 10^4}{43,2 \cdot 60} \approx 1550 \text{ м}^2.$$

Расхождение с предварительно принятой площадью поверхности нагрева незначительное. Расчет можно считать увязанным. Аэродинамическое сопротивление калориферной установки по данным завода-изготовителя (см. табл. 2.14) составляет  $5 \cdot 9,81 \approx 50 \text{ Па}$ .

**Пылеприготовительное оборудование.** Согласно заданному топливу и режиму работы топочной камеры с жидким шлакоудалением принимается полуразомкнутая схема пылеприготовления с пылеконцентраторами по рис. 2.18,б. По рекомендациям, данным в табл. 2.8 и 2.9, для размола ирша-бородинского бурого угля устанавливаются четыре молотковые мельницы (число, кратное числу пылеугольных и сбросных горелок топочной камеры). По нормам пылеприготовления [20] при установке четырех мельниц суммарная производительность их должна быть такой, чтобы при выходе из работы одной мельницы остальные (три) обеспечивали 90% номинальной производительности котла. В данном случае производительность мельниц равна

$$\frac{0,9 \cdot 74,1}{3} = 22,2 \text{ т/ч}.$$

По номенклатуре мельниц, выпускаемых Сызранским турбостроительным заводом, к установке принимаем четыре ближайшие большие по производительности мельницы 1500/2510/750. Производительность выбранных мельниц при размоле в них ирша-бородинского угля несколько превышает производительность, указанную по подмосковному угляю.

По предварительной компоновке котла устанавливаются четыре питателя сырого угля с шириной корпуса 700 и длиной 3000 мм (по два правых и левых). В состав пылеприготовительной установки, кроме

того, входят четыре мельничных вентилятора и два дымососа рециркуляции дымовых газов (см. рис. 2.18,б). Выбор этого оборудования производится на основании теплового и аэродинамического расчетов системы пылеприготовления котла, выполнение которых относится к рабочей стадии проектирования котельной установки. На стадии технического проекта ТЭЦ принимаем (по аналогичному расчету): мельничные вентиляторы ВМ-18А КУ (см. табл. 2.12) и дымосос рециркуляции типа ДН-12,5 с подачей 38 400 м³/ч и давлением 785 Па (80 мм вод. ст.) (номенклатура Бийского котельного завода).

### 6.3. Вспомогательное оборудование пикового водогрейного котла

Тип котла КВ-ТК-100-150-6 теплопроизводительностью 116,3 МВт (100 Гкал/ч), БКЗ. Топливо — ирша-бородинский бурый уголь,  $Q_{pн} = 15,68$  МДж/кг (3740 ккал/кг). Топочное устройство — камерная топка с сухим шлакоудалением. Расход топлива в пиковом режиме 30,7 т/ч; КПД при номинальной нагрузке 87,2%. Температура уходящих газов в пиковом режиме 197°C. Объем уходящих газов при температуре 197°C и давлении 760 мм рт. ст. 407 тыс. м³/ч. Технические характеристики КВ-ТК-100-150-6 при работе котла на ирша-бородинском угле приняты по данным БКЗ (см. также [3, табл. 4.6]).

**Золоуловители.** Для выполнения заданного условия — выдачи сухой золы за водогрейными котлами принимается установка сухих золоуловителей ВЦУ-М, обеспечивающих КПД золоулавливания 94% (при номинальной нагрузке котла). По предварительным компоновочным соображениям принимается вертикальное расположение батарей золоуловителей (I исполнение, см. рис. 2.11) с индивидуальным подводом газов к каждой секции золоуловителя и установкой на каждом подводе двухрядных отключающих клапанов.

Секундный объем газов, поступающих в золоуловитель, равен

$$\frac{407\,000}{3600} \approx 113 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Нужный типоразмер золоуловителя подбираем по характеристикам, приведенным в табл. 2.4 и 2.5. Расчетному расходу газов удовлетворяет четырехсекционный золоуловитель первой или второй группы (см. табл. 2.4 и 2.5). При установке золоуловителя первой группы расчетному расходу удовлетворяет типоразмер  $4 \times 10 \times 15$ , а при установке золоуловителя второй группы — типоразмер  $4 \times 12 \times 13$ . Золоуловитель второй группы имеет запас по производительности примерно 4,5%. По габаритам оба золоуловителя размещаются в ячейке котла, имеющей ширину 24 м. С учетом режима работы пиковых водогрейных котлов предпочтительней типоразмер  $4 \times 10 \times 15$  (без запаса по производительности), который и принимается к установке.

Определяем гидравлическое сопротивление золоуловителя:

$$F_{ж} = 25,14 \text{ м}^3 \text{ (см. табл. 2.4);}$$

$$\omega_{эл} = \frac{-113}{25,14} = 4,5 \text{ м/с;}$$

$$\rho_r = 1,3 \frac{273}{273 + 197} = 0,755 \text{ кг/м}^3;$$

$$\Delta h = 130 \frac{4,5^3}{2} \cdot 0,755 \approx 990 \text{ Па } (\approx 100 \text{ мм вод. ст.).}$$

В случае установки за водогрейным котлом мокрых золоуловителей выбор их производится по указаниям в гл. 2. Пример расчетов по выбору мокрых золоуловителей приведен в [13].

**Тягодутьевые машины и калориферы для подогрева дутьевого воздуха.** Это оборудование выбирается на основании расчетов, аналогичных рассмотренным выше (энергетический котел). По техническим условиям на поставку БКЗ аналогичного водогрейного котла он комплектуется следующими тягодутьевыми машинами: одним дутьевым вентилятором ВДН-18П и одним дымососом ДН-26×2-0,62.

Для подогрева дутьевого воздуха перед трубчатым воздухоподогревателем котла устанавливают 16 пластинчатых калориферов КВБ 11-П.

**Пылеприготовительное оборудование.** Соответственно сжигаемому топливу и топочной камере, работающей с сухим шлакоудалением, котел оборудуется обычной для бурых углей пылеприготовительной установкой с прямым вдуванием и размоллом угля в мельницах-вентиляторах. Такая схема представлена на рис. 2.17,б. Сушка топлива производится топочными газами с присадкой первичного воздуха в предвключенной трубе-сушилке и мельнице. По номинальному расходу топлива 30,7 т/ч устанавливаются четыре мельницы МВ 1600/400/980 производительностью примерно 12,5 т/ч.

Таблица 6.1. Расчет рециркуляции для водогрейных котлов

| $t'_{\text{нпр}}, ^\circ\text{C}$ | $t''_{\text{дсв}}, ^\circ\text{C}$ | $t''_{\text{с н}}, ^\circ\text{C}$ | $Q_{\text{в.к.}}, \text{Гкал/ч}$ | $t''_{\text{в.к.}}, ^\circ\text{C}$ | $G_{\text{в.к.}}, \text{т/ч}$ | $t'_{\text{в.к.}}, ^\circ\text{C}$ | $q_{\text{рец}} = q_{\text{оба}}$ |       |
|-----------------------------------|------------------------------------|------------------------------------|----------------------------------|-------------------------------------|-------------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|-------|
|                                   |                                    |                                    |                                  |                                     |                               |                                    | на 1 БК                           | Всего |
| —39                               | 110                                | 150                                | $500=5 \times 100$               | 150                                 | 2500                          | 110                                | —                                 | —     |
| —38                               | 108                                | 146                                | $475=5 \times 95$                | 150                                 | 2500                          | 117                                | 238                               | 1190  |
| —36                               | 106                                | 140                                | $425=5 \times 85$                | 150                                 | 2500                          | 116                                | 568                               | 2840  |
| —34                               | 104                                | 135                                | $387=4 \times 97$                | 150                                 | 2500                          | 111                                | 381                               | 1520  |
| —32                               | 102                                | 130                                | $350=4 \times 88$                | 150                                 | 2500                          | 115                                | 677                               | 2700  |
| —30                               | 100                                | 124                                | $300=3 \times 100$               | 150                                 | 2500                          | 110                                | 500                               | 1500  |
| —28                               | 98                                 | 118                                | $250=3 \times 83$                | 150                                 | 2500                          | 117                                | 915                               | 2750  |
| —26                               | 96                                 | 114                                | $225=3 \times 75$                | 150                                 | 2500                          | 120                                | 1110                              | 3330  |
| —24                               | 94                                 | 108                                | $175=2 \times 87$                | 150                                 | 2500                          | 115                                | 940                               | 1880  |
| —22                               | 92                                 | 102                                | $125=2 \times 63$                | 150                                 | 2500                          | 125                                | 1425                              | 2850  |
| —20                               | 89                                 | 97                                 | $100=1 \times 100$               | 150                                 | 2500                          | 110                                | 855                               | 855   |
| —18                               | 87                                 | 92                                 | $63=1 \times 63$                 | 150                                 | 2500                          | 125                                | 1510                              | 1510  |

Для подачи сырого угля поставляются четыре питателя ПСУ-700 с приводом от электродвигателей постоянного тока ПБ-62 мощностью 4 кВт с диапазоном изменения частоты вращения от 1500 до 3000 об/мин. Присадка уходящих газов в сушильный агент (топочные газы) производится с помощью дымососа рециркуляции ДН-21,5. Характеристики пылеприготовительного оборудования приведены по данным аналогичного расчета и подлежат уточнению в рабочем проекте установки водогрейного котла.

**Рециркуляционные насосы водогрейных котлов.** Тепловая нагрузка пиковой водогрейной котельной за отопительный период определяется температурным графиком теплосети. Принимается ступенчатое регулирование нагрузки водогрейных котлов. Расчетная тепловая нагрузка пиковой котельной 500 Гкал/ч,  $\alpha_{\text{тщ}} = 0,5$ . Расход рециркуляции подсчитывается по формулам (3.7) и (3.8). Расчет выполняется по табличной форме (табл. 6.1).

К установке принимаются семь рециркуляционных насосов 10 НКУ-7-2 с подачей по 500 т/ч. Давление 75 м вод. ст., мощность двигателя 160 кВт, частота вращения 1450 об/мин.

#### 6.4. Дымовая труба

Высота дымовой трубы (общей для энергетических и водогрейных котлов) и диаметр ее входного сечения определяются расчетом по рассеиванию в воздушном пространстве выбросов золы и  $\text{SO}_2 + \text{NO}_2$ . За расчетную принимается тепловая нагрузка ТЭЦ при средней температуре наружного воздуха за самый холодный месяц ( $t_{\text{ср}}^{\text{н.м.}} = -15,3^\circ\text{C}$ ).

В расчетном режиме нагрузка энергетических котлов принимается максимальной ( $6 \times 420 = 2520$  т/ч), а пиковых водогрейных котлов — равной 60% максимальной [3 котла по 348,9 МВт (300 Гкал/ч)].

По предыдущим расчетам суммарный объем и температура газов, выбрасываемых энергетическими котлами,

$$6 \cdot \frac{770\,000}{3600} \cdot \frac{760}{730} \approx 1340 \text{ м}^3/\text{с};$$

температура примерно равна  $147^\circ\text{C}$ .

Суммарный объем газов, выбрасываемых водогрейными котлами,

$$3 \cdot \frac{407\,000}{3600} \cdot \frac{760}{730} \approx 353 \text{ м}^3/\text{с};$$

температура равна примерно  $197^\circ\text{C}$ .

Зольность топлива  $A^p = 6,0\%$ ; содержание серы в топливе  $S^p_{0,0} = -0,2\%$ .

Расчет. Суммарная средняя температура газов, поступающих в дымовую трубу,

$$t'_{\text{тр}} = \frac{1340 \cdot \frac{273}{273 + 147} + 353 \cdot \frac{273}{273 + 197}}{1340 \cdot \frac{273}{273 + 147} + 353 \cdot \frac{273}{273 + 197}} =$$

$$= \frac{870 \cdot 147 + 205 \cdot 197}{870 + 205} \approx 120 + 40 \approx 160^\circ\text{C}.$$

С учетом охлаждения газов в дымовой трубе принимаем  $t''_{\text{тр}} = 150^\circ\text{C}$ .

Объем газов, выходящих из дымовой трубы при температуре  $150^\circ\text{C}$ ,

$$V_{\text{вых}}^{\text{тр}} = (870 + 205) \cdot \frac{274 + 150}{273} = 1670 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Выходную скорость газов принимаем равной 30 м/с (см. § 2.1).

Диаметр выходного сечения дымовой трубы по формуле (2.13)

$$D_{\text{тр}}^{\text{вых}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1670}{3 \cdot 14 \cdot 30}} = 8,4 \text{ м}.$$

Принимаем типовой размер дымовой трубы 8,4 м [8]. Действительная выходная скорость равна 30 м/с.

Суммарный выброс золы энергетическими котлами определяем по формуле (2.16).

Расход топлива  $6.74,1=445$  т/ч;  $q_4=0,5\%$ ;  $a_{yn}=0,8$  [7]; суммарный выброс золы

$$M_{\text{зол}}^{\text{в.к}} = \frac{445 \cdot 10^3}{3600} \left[ \left(1 - \frac{0,5}{100}\right) \frac{6,0}{100} 0,8 + \frac{0,5}{100} \right] \times \\ \times \left(1 - \frac{98,3}{100}\right) = 123,5 \cdot 10^3 (0,478 + 0,005) 0,017 \approx 1015 \text{ г/с.}$$

Суммарный выброс золы водогрейными котлами определяется аналогично предыдущему.

Расход топлива  $3.30,7=92,1$  т/ч;  $q_4=0,5\%$ ;  $a_{yn}=0,995$ ; суммарный выброс золы

$$M_{\text{зол}}^{\text{в.к}} = \frac{92,1 \cdot 10^3}{3600} \left[ \left(1 - \frac{0,5}{100}\right) \frac{6,0}{100} 0,995 + \frac{0,5}{100} \right] \times \\ \times \left(1 - \frac{94}{100}\right) = 25,6 \cdot 10^3 (0,594 + 0,005) 0,06 = 920 \text{ г/с.}$$

Суммарный выброс золы из дымовой трубы

$$\Sigma M_{\text{зол}} = 1015 + 920 = 1935 \text{ г/с.}$$

Суммарный выброс  $\text{SO}_2$  энергетическими котлами по формуле (2.17).

$$M_{\text{SO}_2}^{\text{в.к}} = \frac{445 \cdot 10^3}{3600} \frac{0,2}{100} \frac{64}{32} (1 - 0,25) \approx 93 \text{ г/с.}$$

Суммарный выброс  $\text{SO}_2$  водогрейными котлами (аналогично предыдущему)

$$M_{\text{SO}_2}^{\text{в.к}} = \frac{92,1 \cdot 10^3}{3600} \frac{0,2}{100} \frac{64}{32} 0,75 \approx 19 \text{ г/с.}$$

Суммарный выброс  $\text{SO}_2$  из дымовой трубы

$$\Sigma M_{\text{SO}_2} = 93 + 19 = 112 \text{ г/с.}$$

Суммарный выброс  $\text{NO}_2$  энергетическими котлами подсчитываем по формулам (2.18) и (2.19):

$$K = \frac{28 \cdot 420}{1000 + 420} \approx 8,3; \\ M_{\text{NO}_2}^{\text{в.к}} = 8,3 \cdot 1,2 \cdot 445 \frac{15,68}{29,3} \frac{1}{3,6} = 658 \text{ г/с.}$$

Суммарный выброс  $\text{NO}_2$  водогрейными котлами (см. § 2.1)

$$M_{\text{NO}_2}^{\text{в.к}} = 2,1 \cdot 1,0 \cdot 92,1 \frac{15,68}{29,3} \frac{1}{3,6} \approx 28,8 \text{ г/с.}$$

(в подсчете  $M_{\text{NO}_2}^{\text{в.к}}$  значение коэффициента  $K$  принято условно).

Суммарный выброс  $\text{NO}_2$  из дымовой трубы

$$\Sigma M_{\text{NO}_2} = 658 + 28,8 \approx 687 \text{ г/с.}$$

Выброс  $\text{NO}_2$ , приведенный к  $\text{SO}_2$ , подсчитывается по формуле (2.15):

$$\Sigma M_{\text{NO}_2}^{\text{пр}} = 687 \cdot 5,88 = 4040 \text{ г/с.}$$

Суммарный расчетный выброс  $\text{SO}_2 + \text{NO}_2$  из дымовой трубы

$$112 + 4040 = 4152 \text{ г/с.}$$

Таким образом, определяющим для расчета высоты дымовой трубы является выброс  $\text{SO}_2 + \text{NO}_2$ , по которому и подсчитываем минимально необходимую высоту дымовой трубы по формуле (2.14) (коэффициенты, входящие в формулу, принимаем по указаниям § 2.1):

$$H_{\text{мин}} = \sqrt{\frac{200 \cdot 4152 \cdot 1 \cdot 0,8}{0,5}} \sqrt[3]{\frac{1}{1670(150 - 20)}} = \sqrt{1330000 \cdot 0,0167} \approx 150 \text{ м.}$$

По формулам (2.20) — (2.22) и по графику на рис. 2.16 определяем расстояние, на котором будет наибольшая приземная концентрация вредных выбросов:

$$V_m = 0,65 \sqrt[3]{\frac{1670 \cdot 130}{150 \cdot 1}} \approx 7,4;$$

$$f = 10^3 \cdot \frac{30^3 \cdot 8,4}{150^3 \cdot 130} \approx 2,58;$$

$$d = 26;$$

$$x_m \approx 26 \cdot 150 = 3900 \text{ м.}$$

Вторая дымовая труба будет установлена при расширении ТЭЦ (вторая очередь).

В рассмотренном примере решена задача по выбору дымовой трубы для изолированного источника загрязнения атмосферы при определенных направлении и скорости ветра. В ряде случаев для расчета дымовых труб ТЭЦ приходится решать более сложные задачи, требующие учета загрязнения атмосферы несколькими источниками вредных выбросов, расположенными на сравнительно небольшом расстоянии друг от друга, а также для различных направлений и скоростей ветра. При этом объем вычислительных работ по сравнению с объемом в рассмотренном примере может увеличиться настолько, что выполнять его вручную становится невозможным. Для решения таких задач в настоящее время используют ЭВМ, работающие по унифицированной программе расчета загрязнения атмосферы, составленной по методике норм СН369-74 [17].

## 6.5. Вспомогательное оборудование водопитательной установки

Основные деаэраторы питательной воды (см. рис. 1.10). Максимальный расход питательной воды энергетическими котлами одного дубль-блока с учетом непрерывной продувки их и расхода воды на впрыск в парохладители составляет 880 т/ч (по расчету тепловой

схемы ТЭЦ). Устанавливаются два деаэратора на каждый блок. По табл. 3.4 выбираются деаэраторы ДП-500 Барнаульского котельного завода (рис. 3.5) с баком полезной вместимостью 100 м³. На каждый деаэратор предусматривается один охладитель выпара ОВ-18.

Питательные насосы (см. рис. 1.10). Требуется по одному питательному насосу на каждый котел блока (всего два насоса на блок) с подачей при температуре перекачиваемой воды 165°C (плотность воды 902,4 кг/м³, см. табл. 3.12)

$$\frac{880}{2.0 \cdot 9024} = 487 \text{ м}^3/\text{ч.}$$

Устанавливаемым котлам с рабочим давлением 13,7 МПа (140 кгс/см²) соответствуют питательные насосы ПЭ-580-185, характеристика которых есть в табл. 3.5. Общий вид питательного насоса представлен на рис. 3.8.

Вакуумный деаэратор первой ступени деаэрации (см. рис. 1.10). По расчету тепловой схемы ТЭЦ суммарное количество возвращаемого на ТЭЦ производственного конденсата (включая конденсат греющего пара ДВ) и добавляемой в цикл химически обессоленной воды (компенсация потерь конденсата на производстве и внутристанционных потерь) составляет 700 т/ч. Вся эта вода должна быть деаэрирована. В качестве первой ступени деаэрации устанавливается один общестанционный вакуумный деаэратор производительностью 800 т/ч Саратовского завода энергетического машиностроения (см. рис. 3.6 и 3.7). Деаэратор поставляется комплектно с паровым эжектором ЭП-3-25/75 Харьковского турбогенераторного завода (см. § 3.2). К деаэратору устанавливается бак вместимостью 10 м³ с регулятором уровня для защиты деаэратора от затопления водой (см. § 3.2). Вода из деаэратора перекачивается центробежными насосами типа 10 НМК-2 с подачей 800 т/ч и давлением 160 м вод. ст. (один насос рабочий, второй — резервный). Перекачивающие насосы выбраны по каталогу насосного оборудования с учетом гидравлических сопротивлений трубопроводного тракта и давления в деаэраторе питательной воды (см. рис. 1.10).

## 6.6. Вспомогательное оборудование узла подпитки теплосети

По расчету тепловой схемы ТЭЦ среднечасовой расход подпиточной воды равен 1920 т/ч. Для деаэрации подпиточной воды устанавливаются вакуумные деаэраторы (см. рис. 1.10 и § 3.3). Греющей средой деаэраторов является сетевая вода после основных сетевых подогревателей турбин. Расчетный расход сетевой воды для обогрева деаэраторов (70°C) 450 т/ч. Расход греющей сетевой воды (рециркуляция) в номинальной производительности деаэратора не учитывается; выборо деаэратора производится только по расходу подпиточной воды (в данном примере 1920 т/ч).

К установке принимаются три вакуумных деаэратора Саратовского завода энергетического машиностроения производительностью по 800 т/ч в комплекте с паровыми эжекторами ЭП-3-25/75 (по одному на каждый деаэратор).

К каждому деаэратору устанавливается по одному баку вместимостью 10 м³ с регулятором уровня, связанным с клапаном на подводе химически очищенной воды в деаэратор.



Подпиточная установка комплектуется двумя аккумуляторными баками, вместимость которых принимается равной десятикратному среднечасовому расходу воды системами горячего водоснабжения:

$$V_{\text{бак}} = 1920 \cdot 10 = 19200 \text{ т/ч}$$

Принимаем к установке два бака по 10,000 м³ (см. § 3.3).

Сетевые и подпиточные насосы выбираются по указаниям, приведенным в § 3.3 и техническим характеристикам насосов из каталогов насосного оборудования. Для защиты баков-аккумуляторов от коррозии применяется пленкообразующий герметик АГ-4. Баки оборудуются устройством для предохранения от упуска герметика в теплосеть (см. § 3.3 и рис. 3.13).

## 6.7. Пароводяные подогреватели и водо-водяные теплообменники

В рассматриваемом примере ТЭЦ (см. рис. 1.10) используется ряд подогревателей и теплообменников, выбор которых производится на основании специальных тепловых расчетов. В качестве примера рассмотрим некоторые из них. В целях приближения расчетов к исходной технической документации (каталог теплообменников, ГОСТ на теплообменники, заводская документация по теплообменникам) они выполняются в системе измерений МКГСС.

Теплообменники непрерывной продувки паровых котлов (см. рис. 1.10). Непрерывная продувка паровых котлов составляет 1% их паропроизводительности [26]. Максимальное суммарное количество продувочной воды (шести котлов)

$$G_{\text{прод}} = 6 \cdot 0,01 \cdot 420 = 25,2 \text{ т/ч}$$

В сепараторах продувочной воды абсолютное давление поддерживается равным 7 кгс/см². Коэффициент сепарации продувочной воды  $K_{\text{сеп}} = 0,445$  [3].

Количество отсепарированной продувочной воды

$$G_{\text{сеп}} = G_{\text{прод}} (1 - K_{\text{сеп}}) = 25,2 (1 - 0,445) = 14 \text{ т/ч}$$

В теплообменнике непрерывной продувки сепарированная вода охлаждается сырой водой, подаваемой на химводоочистку от 164,2°C (температура насыщения при давлении в сепараторе 7 кгс/см²) до 55°C (принимаем). Средняя температура сепарированной воды

$$t_{\text{сеп}}^{\text{ср}} \approx \frac{164 + 55}{2} = 109,5^\circ\text{C}$$

Средняя плотность сепарированной воды 951 кг/м³ (см. табл. 3.12). Максимальная тепловая нагрузка водо-водяного теплообменника непрерывной продувки (далее ВВТ) [формула (3.11)]

$$Q_{\text{ВВТ}}^{\text{макс}} = 14 \cdot 10^3 (165,7 - 55,1) 0,98 \cdot 10^{-3} = 1,52 \text{ Гкал/ч}$$

(теплоемкость воды принята равной единице; коэффициентом 0,98 учитывается потеря теплоты ВВТ в окружающую среду).

Ориентировочно принимаем коэффициент теплоотдачи в ВВТ равным 1300 ккал/(м²·ч·°C) и подогрев сырой воды в нем на 10°C. По

формуле (3.10) подсчитываем ориентировочно требуемую площадь поверхности нагрева ВВТ:

$$H = \frac{1,52 \cdot 10^4}{1300 \left( 109,5 - \frac{5+15}{2} \right)} \approx 11,7 \text{ м}^2.$$

Принимаем к установке однокорпусный ВВТ по ОСТ 34-588-68, типоразмер 12 с длиной секции 4 м. Площадь поверхности нагрева ВВТ  $F = 12 \text{ м}^2$  (см. табл. 3.10). Трубный пучок ВВТ имеет 64 трубы диаметром  $16 \times 1 \text{ мм}$  в корпусе из трубы диаметром  $219 \times 6$ . Площадь живого сечения для прохода воды по трубам  $0,00985 \text{ м}^2$ , по межтрубному пространству  $0,0208 \text{ м}^2$ .

Поверочный расчет выбранного ВВТ. На основании прикидочных подсчетов принимаем пропуск сырой воды через ВВТ 120 т/ч. Температура сырой воды за ВВТ [см. формулу (3.11)]

$$t'_{\text{сыр}} = \frac{G_{\text{сеп}}}{G_{\text{сыр}}} (t'_{\text{сеп}} - t''_{\text{сеп}}) 0,98 + t'_{\text{сыр}} = \frac{14}{120} (164,2 - 55) 0,98 + 5 = 17,5^\circ \text{C}$$

(начальная температура сырой воды  $5^\circ \text{C}$ ).

Средняя температура сырой воды  $t'_{\text{сыр}} = \frac{17,5 + 5}{2} \approx 11,2^\circ \text{C}$ . Средняя плотность воды  $999 \text{ кг/м}^3$  (см. табл. 3.12).

Соответственно площадям сечений ВВТ для прохода воды по трубам и в межтрубном пространстве сырая вода пропускается в последнем, а продувочная вода — по трубам. При этом скорости воды будут равны

$$w_{\text{сеп}} = \frac{G_{\text{сеп}} \cdot 10^3}{3600 \rho_{\text{сеп}} f_{\text{ж}}} = \frac{14 \cdot 0,10^3}{3600 \cdot 951 \cdot 0,00985} \approx 0,415 \text{ м/с};$$

$$w_{\text{сыр}} = \frac{120 \cdot 10^3}{3600 \cdot 999 \cdot 0,0208} \approx 1,6 \text{ м/с}.$$

Гидравлический диаметр межтрубного пространства по формуле (3.17)

$$U = \pi d_n n + \pi d_{\text{корп}}^{\text{вн}} = 3,14 (0,016 \cdot 64 + 0,207) = 3,86 \text{ м};$$

$$d_r = \frac{4 \cdot 0,0208}{3,86} = 0,0216 \text{ м}; d_r^{0,2} = 0,46 \text{ м}.$$

По обеим средам поток турбулентный. Коэффициент теплопередачи в трубах и межтрубном пространстве подсчитываем по формуле (3.23):

$$\alpha_{\text{сеп}} = 12 \frac{(0,415 \cdot 951)^{0,8}}{0,014^{0,2}} = \frac{12 \cdot 120}{0,426} \approx 3380 \text{ ккал/(м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ \text{C)};$$

$$\alpha_{\text{сыр}} = 5,7 \frac{(1,6 \cdot 999)^{0,8}}{0,46} = 5,7 \frac{364}{0,46} = 4500 \text{ ккал/(м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ \text{C)}.$$

Общий коэффициент теплопередачи по формуле (3.14)

$$k = \frac{1}{\frac{1}{3380} + \frac{0,001}{90} + \frac{1}{4500} + \frac{0,0003}{2}} = \frac{1}{0,000679} \approx 1475 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}).$$

Средняя логарифмическая разность температур в ВВТ по формуле (3.13)

$$\Delta t_{\text{ср}} = \frac{146,5 - 50}{2,31 \lg \frac{146,5}{50}} \approx 90^\circ\text{C} \text{ (противоток)}.$$

Требуемая площадь поверхности нагрева ВВТ по формуле (3.10)

$$H = \frac{15,2 \cdot 10^3}{1475 \cdot 90} = 11,45 \text{ м}^2.$$

Принятый ВВТ имеет запас площади поверхности нагрева примерно 5%. Устанавливаются два выбранных ВВТ: один — рабочий, второй — резервный.

**Подогреватели сырой (исходной) воды** — водо-водяные теплообменники. Сырая вода, подаваемая в химический цех на обессоливающую установку, должна быть подогрета до  $35^\circ\text{C}$ . Подогрев ее осуществляется в кожухотрубчатых ВВТ. Греющим теплоносителем является обратная сетевая вода (до подогревателей сетевой воды турбин). Исходные данные:

максимальный расход сырой воды  $410 \text{ т/ч}$ ;  
начальная температура сырой воды после частичного подогрева ее в ВВТ непрерывной продувки (зимний период)  $9^\circ\text{C}$ ;  
конечная температура сырой воды  $35^\circ\text{C}$ ;  
начальная температура греющей (сетевой) воды  $t'_{\text{сет}} = 42^\circ\text{C}$  (в точке излома температурного графика).

Тепловая нагрузка ВВТ [по формуле (3.11)]

$$Q_{\text{ВВТ}} = 410 \cdot 10^3 (35 - 9) 10^{-6} = 10,6 \text{ Гкал/ч}$$

(теплоемкость воды принята равной единице).

Для предварительных расчетов принимаем:  
количество греющей воды вдвое больше нагреваемой, т. е.  $410 \cdot 2 = 820 \text{ т/ч}$ . При этом температура греющей воды за ВВТ будет равна

$$t''_{\text{сет}} = t'_{\text{сет}} - \frac{G_{\text{сыр}} \Delta t_{\text{сыр}}}{G_{\text{сет}} \cdot 0,98} = 42 - \frac{410(35 - 9)}{820 \cdot 0,98} \approx 28,7^\circ\text{C}.$$

0,98 — коэффициент, учитывающий потерю теплоты корпусом ВВТ в окружающую среду.

Температурный напор (противоток) по формуле (3.13)

$$\Delta t_{\text{ср}} = \frac{19,7 - 7}{2,31 \lg \frac{19,7}{7}} = 12,3^\circ\text{C}.$$

Коэффициент теплопередачи принимаем (предварительно)  $k = 2000 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})$ .

Требуемая площадь поверхности нагрева ВВТ (предварительно) [см. формулу (3.10)]

$$H'_{\text{ВВТ}} = \frac{Q \cdot 10^3}{k \Delta t} = \frac{10,6 \cdot 10^3}{2000 \cdot 12,3} \approx 430 \text{ м}^2.$$

По характеристикам ВВТ (ГОСТ 15122-79), табл. 3.11 [36], подбираем ВВТ исходя из скорости воды 1,5 м/с и требуемой площади поверхности нагрева.

Требуемая площадь живого сечения межтрубного пространства (поперечное омывание трубного пучка сетевой водой)

$$f_{\text{мтр}} = \frac{820}{3600 \cdot 1,5} \approx 0,137 \text{ м}^2.$$

Требуемая площадь живого сечения одного хода трубного пучка (омывание сырой водой)

$$f_{\text{тр}} = \frac{410}{3600 \cdot 1,5} \approx 0,069 \text{ м}^2.$$

Предварительно выбираем двухкорпусный ВВТ диаметром 1000 мм с длиной трубного пучка каждого корпуса 4 м и четырьмя ходами воды по трубам (см. § 3.3). Этот ВВТ имеет

$$H = 2 \times 269 = 538 \text{ м}^2; f_{\text{тр}} = 0,051 \text{ м}^2;$$

$$f_{\text{мтр}}^{\text{ср}} = \sqrt{10,1 \cdot 14,6 \cdot 10^{-2}} = 0,121 \text{ м}^2;$$

$d_{\text{н}}^{\text{тр}} = 0,020 \text{ м}$ ; материал труб — сталь.

Поверочный расчет выбранного ВВТ. Действительная скорость воды в трубах

$$w_{\text{сыр}} = \frac{410}{3600 \cdot 0,051} = 2,23 \text{ м/с}.$$

То же в межтрубном пространстве

$$w_{\text{сет}} = \frac{820}{3600 \cdot 0,121} = 1,89 \text{ м/с}.$$

Действительная температура сетевой воды за ВВТ

$$t'_{\text{сет}} = 42 - \frac{410(35 - 9)}{820 \cdot 0,98} = 42 - 13,3 = 28,7 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Средние температуры сырой и сетевой воды за ВВТ:

$$t_{\text{сыр}}^{\text{ср}} = \frac{9 + 35}{2} = 22 \text{ }^{\circ}\text{C}; t_{\text{сет}}^{\text{ср}} = \frac{42 + 28,7}{2} \approx 35 \text{ }^{\circ}\text{C}.$$

Числа Re по формуле (3.16) и табл. 3.12

$$\text{Re}_{\tau}^{\text{сыр}} = \frac{2,23 \cdot 0,016 \cdot 10^3}{1,01} \approx 35600;$$

$$\text{Re}_{\tau}^{\text{сет}} = \frac{1,89 \cdot 0,020 \cdot 10^3}{0,731} \approx 51700.$$

По значениям Re делаем вывод, что оба потока турбулентные.

Коэффициент теплоотдачи от греющей сетевой воды к трубам в межтрубном пространстве определяем по формуле (3.24):

$$\alpha_{\text{мтр}} = 0,4 \frac{\lambda_{\tau}}{d} \text{Re}_{\tau}^{0,6} \text{Pr}_{\tau}^{0,38} \left( \frac{\text{Pr}_{\tau}}{\text{Pr}_{\text{с}}} \right)^{0,25} \varphi$$

для поперечного потока, омывающего пучок гладких труб с шахматным расположением. Поправочный коэффициент принимаем равным 0,6; значения  $\lambda_{\tau}$  и  $\text{Pr}_{\tau}$  — по табл. 3.12. В первом приближении отношение  $\text{Pr}_{\tau}/\text{Pr}_{\text{с}}$  принимаем равным единице:

$$\alpha_{\text{мтр}} = 0,4 \frac{0,538}{0,020} 51 \cdot 700^{0,6} \cdot 4,88^{0,38} \cdot 0,6 = 0,4 \cdot 27 \cdot 665 \cdot 1,77 \cdot 0,6 = 7600 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}).$$

Коэффициент теплоотдачи от труб к воде подсчитываем по формуле (3.23) (продольный поток,  $d_{\text{т}} = 0,016 \text{ м}$ ,  $t_{\text{свп}}^{\text{ср}} = 22^\circ\text{C}$ ):

$$\alpha_{\text{тр}} = 6,64 \frac{(2,23 \cdot 1000)^{0,25}}{0,437} = 6,64 \frac{478}{0,437} = 7260 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}).$$

Коэффициент теплопередачи по формуле (3.14)

$$k = \frac{1}{\frac{1}{7600} + \frac{0,002}{50} + \frac{1}{7260} + \frac{0,0003}{2}} \frac{0,018}{0,020} = 1960 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}):$$

Действительный температурный напор ( $\Delta t_{\text{лор}}^{\text{ср}}$ ) по формуле (3.13) и по графику рис. 3.21 для двухкорпусных кожухотрубчатых ВВТ (противоток)

$$q = \frac{35 - 9}{42 - 9} \approx 0,79; R = \frac{42 - 28,7}{26} = 0,512; \varepsilon = 0,88;$$

$$\Delta t_{\text{ср}} = \frac{19,7 - 7}{2,31 \lg \frac{19,7}{7}} \cdot 0,88 = 10,8^\circ\text{C}.$$

Удельный тепловой поток [формула (3.20)]

$$q = 1960 \cdot 10,8 = 21150 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч}).$$

Температура стенки трубы со стороны греющего теплоносителя

$$t_{\text{с}}^{\text{ст}} = 35 - \frac{21150}{7600} = 32,2^\circ\text{C}.$$

При этой температуре  $\text{Pr}_{\text{с}}$  имеет значение 5,2; действительное значение  $\text{Pr}_{\tau}/\text{Pr}_{\text{с}}$

$$\frac{\text{Pr}_{\tau}}{\text{Pr}_{\text{с}}} = \frac{4,88}{5,2} = 0,94.$$

Следовательно, действительное значение  $\alpha_{\text{сет}}$   
 $7600 \cdot 0,94^{0,25} = 7600 \cdot 0,985 = 7480 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}).$

Действительное значение  $k$

$$k = \frac{1}{\frac{1}{7480} + \frac{0,002}{50} + \frac{1}{7260} + \frac{0,0003}{2}} \frac{0,018}{0,020} = 1950 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}).$$

Действительно требуемая площадь поверхности одного двухкорпусного ВВТ

$$H = \frac{10,6 \cdot 10^6}{1950 \cdot 10,8} \approx 504 \text{ м}^2.$$

Устанавливается один двухкорпусный ВВТ диаметром 1000 мм с длиной трубного пучка 4 м.

Сырая вода для приготовления химически очищенной подпиточной воды теплотеси подогревается во встроенных пучках конденсаторов паровых турбин (см. рис. 1.10).

Пароводяной подогреватель деаэрированной воды (ПВП) (см. рис. 1.10). Исходные данные:

питательная вода из деаэратора 300 т/ч  $\approx 83,5$  кг/с;

начальная температура  $70^\circ\text{C}$ ;

конечная температура  $130^\circ\text{C}$ ;

греющий теплоноситель — пар,  $p_n = 6$  кгс/см $^2$ ;

$t_n = 200^\circ\text{C}$ ;  $i_n = 680,9$  ккал/кг; конденсат ПВП смешивается с подогретой питательной водой (см. рис. 1.10).

Средняя температура и плотность подогреваемой воды (табл. 3.12)

$$t_{\text{вд}}^{\text{ср}} = \frac{70 + 130}{2} = 100^\circ\text{C}; \rho_{\text{вд}} = 958,4 \text{ кг/м}^3.$$

Требуемая площадь живого сечения ПВП по воде при скорости воды 1,5 м/с

$$f'_{\text{вд}} = \frac{83,5}{958,4 \cdot 1,5} = 0,058 \text{ м}^2.$$

По данным табл. 3.6 предварительно принимаем к установке один подогреватель ПСВ-125-7-15, двухходовый с площадью живого сечения по воде  $0,072 \text{ м}^2$ , поверхностью нагрева из латунных труб диаметром 19/17 мм площадью  $125 \text{ м}^2$ :

Поверочный расчет выбранного подогревателя. Действительная скорость воды

$$w_{\text{вд}} = \frac{83,5}{958,4 \cdot 0,072} = 1,21 \text{ м/с}.$$

Расход греющего пара [формула (3.12)]

$$D_{\text{гр}} = \frac{300(130 - 70)}{(680,9 - 130,6) \cdot 0,98} = 33,4 \text{ т/ч}$$

(теплоемкость воды принята равной единице).

Средняя логарифмическая разность температур [формула (3.13)]

$$\Delta t_{\text{ср}} = \frac{(158 - 70) - (158 - 130)}{2,3 \lg \frac{158 - 70}{158 - 130}} \approx 53^\circ\text{C}.$$

Коэффициент теплоотдачи от труб к воде  $\alpha_2$  по формуле (3.23)

$$\alpha_2 = 11,65 \frac{(1,21 \cdot 958,4)^{0,8}}{0,443} = 7570 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}).$$

Предварительно принимаем коэффициент теплоотдачи от конденсирующего пара к поверхности нагрева ПВП  $\alpha_1$  равным  $6400 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \times \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})$  и по формулам (3.27) и (3.28) подсчитываем температуры стенки труб и пленки конденсата:

$$t_c = 158 - \frac{6400(158 - 100)}{7570 + 6400} = 131^\circ\text{C};$$

разность температур между паром и стенкой трубы

$$\Delta t_{ct} = 158 - 131 = 27^\circ\text{C};$$

$$t_{пл} = 0,5(158 + 131) = 145^\circ\text{C}.$$

По формуле (3.29)

$$\Delta t_{кр} = \frac{395}{1,31} 0,0099 = 2,94^\circ\text{C}.$$

Поскольку  $\Delta t_{ct} > \Delta t_{кр}$ , характер течения пленки конденсата будет смешанным. Коэффициент теплоотдачи от пара к поверхности нагрева по формуле (3.26)

$$\alpha_1 = 1,16 \cdot 38050 + \frac{11590}{1,31 \cdot 27} \approx 6413 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})$$

(практически совпадает с предварительно принятым значением).

Коэффициент теплопередачи в ПВП по формуле (3.14)

$$k = \frac{1}{\frac{1}{6413} + \frac{0,001}{90} + \frac{1}{7570}} = 3340 \text{ ккал}/(\text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C}).$$

Требуемая площадь поверхности нагрева ПВП по формуле (3.10)

$$H = \frac{300 \cdot 60 \cdot 10^3}{3340 \cdot 53} \approx 102 \text{ м}^2.$$

Выбранный ПВП имеет запас по площади поверхности нагрева примерно 20%.

## Список литературы

1. Рыжкин В. Я. Тепловые электрические станции. М.: Энергия, 1976. 448 с.
2. Соколов Е. Я. Теплофикация и тепловые сети. М.: Энергоиздат, 1982. 360 с.
3. Соловьев Ю. П. Проектирование теплоснабжающих установок для промышленных предприятий. М.: Энергия, 1978. 192 с.
4. Паротурбинные установки атомных электрических станций/ Под ред. Ю. Ф. Косяка. М.: Энергия, 1978. 255 с.
5. Паротурбинные установки. Каталог 13-79. М.: НИИЭНинформэнергомаш, 1979. 180 с.
6. Котельные агрегаты большой мощности. Каталог-справочник 18-6-74. М.: НИИЭНинформтяжмаш, 1975. 114 с.
7. Тепловой расчет котельных агрегатов. Нормативный метод. М.: Энергия, 1973. 296 с.
8. Аэродинамический расчет котельных установок. Нормативный метод. Л.: Энергия, 1977. 255 с.
9. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций и тепловых сетей. М.: Теплоэлектропроект, 1981. 123 с.
10. Энергетическое топливо СССР. Справочник. М.: Энергия, 1979. 128 с.
11. Справочник по пыле- и золоулавливанию/ М. И. Биргер, А. Ю. Вольдберг, Б. И. Мягков и др. М.: Энергия, 1975. 296 с.
12. Энергетика и охрана окружающей среды/ Под ред. Н. Г. Залогина, Л. И. Кроппа, Ю. М. Кострикина. М.: Энергия, 1979. 352 с.
13. Кропп Л. И., Акбрут А. И. Золоуловители с трубами Вентури на тепловых электростанциях. М.: Энергия, 1977. 160 с.
14. Пособие по проектированию систем золоулавливания и золоудаления. М.: ВТИ и ВНИПИЭнергопром, 1981. 206 с.
15. Потапов О. П. Влияние установки циклонных элементов на эффективность батарейных циклонов. — Электрические станции, 1976, № 7, с. 11.
16. Дымососы и вентиляторы. Каталог 11-79. М.: НИИЭНинформэнергомаш, 1979 (ч. I), 1980 (ч. II). 224 с.
17. Указания по расчету рассеивания в атмосфере вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. СН 369-74. М.: Стройиздат, 1975. 66 с.
18. Работа ТЭЦ в объединенных энергосистемах/ Е. А. Волкова, И. М. Волькену, М. И. Гитман и др. М.: Энергия, 1976. 216 с.
19. Строительная климатология и геофизика. СНиП II-A.6-72. М.: Стройиздат, 1973. 320 с.
20. Расчет и проектирование пылеприготовительных установок котельных агрегатов. Нормативный метод. М.: Минэнерго и Минтяжмаш СССР, ВТИ, ЦКТИ, 1971. 310 с.
21. Правила взрывопожаробезопасности топливоподач электростанций. Правила взрывобезопасности установок для приготовления и сжигания топлива в пылевидном состоянии. Технические требования по взрывобезопасности котельных установок, работающих на мазуте или природном газе. М.: Энергия, 1975. 80 с.
22. Маслов В. Е. Пылеконцентраторы в топочной технике. М.: Энергия, 1977. 207 с.



23. Соловьев Ю. П. Проектирование крупных центральных котельных для комплекса тепловых потребителей. М.: Энергия, 1976. 192 с.
24. Руководящие указания по проектированию пылегазовоздухопроводов котельных агрегатов (РУ 34-1203-71). М.: Информэнерго, 1972. 71 с.
25. Инструкция по выполнению тепловой изоляции. Схема применения теплоизоляционных конструкций для оборудования и трубопроводов тепловых электростанций. М.: Информэнерго, 1978. 85 с.
26. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей (изд. 13-е). М.: Энергия, 1977. 224 с.
27. Руководящие материалы по проектированию газозухопроводов и внешних газоходов ГРЭС и ТЭС большой мощности в отношении аэродинамики. М.: МЭИ, 1965. 55 с.
28. Теплообменная аппаратура. Каталог 8-78. М.: НИИЭИнформтяжмаш, 1978. 225 с.
29. Теплообменная аппаратура. Каталог 18-2-76. М.: НИИЭИнформтяжмаш. 1976. 276 с.
30. Соколов Е. Я., Зингер Н. М. Струйные аппараты. М.: Энергия, 1970. 286 с.
31. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. М.: Металлургия, 1974. 95 с.
32. Малюшенко В. В., Михайлов А. К. Основное насосное оборудование тепловых электростанций. М.: Энергия, 1975. 280 с.
33. Рудомин Б. В., Ремжин Ю. Н. Проектирование трубопроводов тепловых электростанций. Л.: Энергия, 1970. 208 с.
34. Защита от коррозии стальных баков-аккумуляторов горячей воды открытых систем теплоснабжения. М.: ВНИПИЭнергопром, 1978. 55 с.
35. Стандартные кожухотрубчатые теплообменные аппараты общего назначения. Каталог. М.: ЦИНТИХимнефтемаш, 1978. 15 с.
36. ГОСТ 15122-79. Теплообменники кожухотрубчатые с неподвижными трубными решетками и кожухотрубчатые с температурным компенсатором на кожухе. М.: Изд-во Стандартов, 1979. 34 с.
37. Исаченко В. П., Осипова В. А., Сукомел А. С. Теплопередача. М.: Энергия, 1975. 488 с.
38. Берман С. С. Расчет теплообменных аппаратов турбоустановок. М.: Госэнергоиздат, 1962. 240 с.
39. Кутателадзе С. С., Боришанский В. М. Справочник по теплопередаче. М.: Госэнергоиздат, 1959. 414 с.
40. Лабунцов Д. А. Теплоотдача при пленочной конденсации чистых паров на вертикальных и горизонтальных трубах. — Теплоэнергетика, 1957, № 7, с. 72—79.
41. Павлов К. Ф., Романков П. Г., Носков А. А. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии. Л.: Химия, 1976. 552 с.
42. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. М.: Недра, 1971. 64 с.
43. Отраслевой стандарт. Трубопроводы тепловых электростанций на параметры  $p_r$  64—400. М.: Минтяжэнергош, 1978. 350 с.
44. Отраслевой стандарт. Детали и элементы трубопроводов  $p_r$  40 для тепловых электростанций. М.: Минэнерго СССР, 1974. 460 с.
45. Якадин А. И. Конденсатное хозяйство промышленных предприятий. М.: Энергия, 1973. 232 с.
46. Арматура энергетическая. Каталог 5-77. М.: НИИЭИнформэнергош, 1977. 168 с.
47. Справочник химика-энергетика. Т. 2. М.: Энергия, 1972. 280 с.
48. Воздухосборники вертикальные для стационарных компрессоров общего назначения. Каталог. М.: ЦИНТИХимнефтемаш, 1967. 25 с.
49. Инструкция по фосфатированию котловой воды. М.: СПО Союзтехэнерго, 1978. 10 с.

50. СНиП II-58-75. Электростанции тепловые. Нормы проектирования. Госстрой СССР, М.: Стройиздат, 1976. 24 с.
51. Инструкция по хранению ископаемых углей, горючих сланцев и фрезерного торфа на открытых складах электростанций. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1979. 36 с.
52. Правила взрывопожаробезопасности топливоподачи электростанций. М.: Энергия, 1975. 12 с.
53. Правила техники безопасности при обслуживании топливно-транспортного оборудования электростанций. М.: Атомиздат, 1973. 79 с.
54. Турчин Н. Я. Монтаж оборудования топливного хозяйства электростанций. М.: Энергия, 1978. 112 с.
55. СНиП II-М, 2-72\*. Производственные здания промышленных предприятий. Нормы проектирования. М.: Стройиздат, 1978. 24 с.
56. Шаранович П. А. Комплексная механизация и автоматизация выгрузки твердого топлива на электростанциях. Л.: Энергия, 1978. 254 с.
57. Антонянц Г. Р., Черников В. П., Райфельд О. Ф. Топливоно-транспортное хозяйство тепловых электростанций. М.: Энергия, 1977. 230 с.
58. Михайлов Н. М., Шарков А. Т. Физические свойства топлива и борьба с затруднениями на топливоподаче электростанций. М.: Энергия, 1972. 263 с.
59. Авдеева А. А., Белосельский Б. С., Красков М. Н. Контроль топлива на электростанциях. М.: Энергия, 1973. 384 с.
60. Лурье З. С. Комплексная механизация и автоматизация бункеров тепловых электростанций. Л.: Энергия, 1975. 136 с.
61. Справочник по оборудованию топливоподач электрических станций. Т. 1. Методика расчета ленточных конвейеров. М.: Теплоэлектропроект, 1969. 98 с.
62. Антонянц Г. Р., Куцепин В. А. Автоматизация топливоподачи электростанций. М.: Энергия, 1969. 64 с.
63. Руководящие указания по объему оснащения тепловых электрических станций контрольно-измерительными приборами, средствами авторегулирования, технологической защиты, блокировки и сигнализации. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1969. 66 с.
64. Правила и инструкции по технической эксплуатации металлических резервуаров и очистных сооружений. М.: Недра, 1977. 464 с.
65. Геллер З. И. Мазут как топливо. М.: Недра, 1965. 496 с.
66. СНиП II-106-79. Склады нефти и нефтепродуктов. Нормы проектирования. М.: Стройиздат, 1980. 25 с.
67. Руководящие указания по применению присадки ВТИ-4ст при сжигании сернистого мазута. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1974. 36 с.
68. Применение и проектирование установок для химической обработки мазута жидкими присадками на электростанциях и в промышленных котельных. РТМ 24.038.09-72. Л.: ОНТИ ЦКТИ, 1974. 36 с.
69. Нормы расхода пара и конденсата на собственные нужды энергоблоков 300, 200, 250 МВт. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1974. 20 с.
70. Типовая инструкция по эксплуатации мазутных хозяйств тепловых электростанций. М.: СЦНТИ ОРГРЭС, 1972. 41 с.
71. СНиП II-37-76. Нормы проектирования. Газоснабжение. Внутренние и наружные устройства. М.: Стройиздат, 1977. 87 с.
72. СНиП III-29-76. Правила производства и приемки работ. Газоснабжение. Внутренние устройства. Наружные сети и сооружения. М.: Стройиздат, 1977. 110 с.
73. Правила безопасности в газовом хозяйстве. М.: Недра, 1970. 166 с.
74. Инструкция по применению стальных труб для строительства систем газоснабжения. СН 487-76. М.: Стройиздат, 1976. 16 с.
75. Правила установки электроустройств (ПУЭ-76). М.: Атомиздат, 1977. 105 с.
76. Правила перевозок грузов. М.: Транспорт, 1977. 476 с.
77. Руководство по проектированию обработки и очистки производственных вод тепловых электростанций. М.: Информэнерго. 1976. 29 с.

78. Виленский Т. В. Расчет систем золоудаления и шлакозолоудаления. М.: Энергия, 1969. 199 с.
79. Малентьев В. А., Нагли Е. З. Гидрозолоудаление и золоотвалы. Л.: Энергия, 1968. 238 с.
80. Кузнецов П. М. Удаление шлака и золы на электростанциях. М.: Энергия, 1970. 256 с.
81. Указания по расчету внутростанционного безнапорного гидравлического транспорта золошлакового материала. ВСН 44-71. Л.: Энергия, 1971. 31 с.
82. Рекомендации по гидравлическому расчету систем напорного гидротранспорта золошлаковых материалов. П 61-77/ Л.: ВНИИ гидротехники, 1977. 52 с.
83. Рекомендации по аэродинамическому расчету вакуумных систем пневмозолоудаления П 60-77. Л.: ВНИИ гидротехники, 1977. 42 с.
84. Успенский В. А. Пневматический транспорт. М.: Metallurgizdat, 1952. 150 с.
85. Пневмотранспортные установки. Справочник/ А. А. Воробьев, А. И. Матвеев и др. Л.: Машиностроение, 1969. 199 с.
86. Проблема разработки комбинированных систем золошлакоудаления мощных электростанций. — Электрические станции, 1971, № 11, с. 50.
87. Пневмослоевые устройства и их использование в системах золоудаления. — Энергетик, 1972, № 1, с. 11.
88. Оптимальные системы пневматического отбора и транспорта сухой золы. — Электрические станции, 1974, № 2, с. 18.
89. Оптимальные схемы и рекомендации по выбору основных типоразмеров аэрожелобов (РТМ). Свердловск: Уральское отделение ОРГРЭС, 1977. 53 с.

## Оглавление

|                                                                                                                                                                        |     |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Предисловие . . . . .                                                                                                                                                  | 3   |
| Глава первая. Теплофикация комплексов промышленных предприятий . . .                                                                                                   | 5   |
| 1.1. Назначение и область использования промышленно-отопительных ТЭЦ . . .                                                                                             | 5   |
| 1.2. Технологический комплекс ТЭЦ . . . . .                                                                                                                            | 5   |
| 1.3. Топливо промышленно-отопительных ТЭЦ . . . . .                                                                                                                    | 24  |
| 1.4. Компоновки промышленно-отопительных ТЭЦ . . . . .                                                                                                                 | 28  |
| Глава вторая. Вспомогательное оборудование энергетических и пиковых водогрейных (паровых) котлов . . . . .                                                             | 35  |
| 2.1. Золоудовители, тягодутьевые машины, дымовые трубы . . . . .                                                                                                       | 35  |
| 2.2. Пылеприготовительное оборудование . . . . .                                                                                                                       | 58  |
| 2.3. Калориферные установки для подогрева дутьевого воздуха . . . . .                                                                                                  | 76  |
| 2.4. Пылегазовоздухопроводы паровых и водогрейных котлов . . . . .                                                                                                     | 79  |
| 2.5. Топливные трубопроводы котельной . . . . .                                                                                                                        | 84  |
| Глава третья. Вспомогательное оборудование паровых турбин, водопитательных и теплофикационных установок. Редукционно-охладительные и охладительные установки . . . . . | 87  |
| 3.1. Вспомогательное оборудование паровых турбин . . . . .                                                                                                             | 87  |
| 3.2. Оборудование водопитательных установок . . . . .                                                                                                                  | 95  |
| 3.3. Вспомогательное оборудование теплофикационных установок . . . . .                                                                                                 | 105 |
| 3.4. Редукционно-охладительные и охладительные установки . . . . .                                                                                                     | 128 |
| Глава четвертая. Станционные трубопроводы и прочее вспомогательное тепломеханическое оборудование . . . . .                                                            | 130 |
| 4.1. Трубопроводы ТЭЦ . . . . .                                                                                                                                        | 130 |
| 4.2. Прочее вспомогательное тепломеханическое оборудование ТЭЦ . . . . .                                                                                               | 140 |
| Глава пятая. Топливоснабжение ТЭЦ и шлакозолоудаление . . . . .                                                                                                        | 146 |
| 5.1. Топливное хозяйство ТЭЦ, работающих на твердом топливе . . . . .                                                                                                  | 146 |
| 5.2. Топливное хозяйство ТЭЦ, работающих на жидком топливе . . . . .                                                                                                   | 158 |
| 5.3. Топливное хозяйство ТЭЦ, работающих на природном газе . . . . .                                                                                                   | 165 |
| 5.4. Шлакозолоудаление в пределах котельной и площадки ТЭЦ . . . . .                                                                                                   | 166 |
| 5.5. Пример выбора оборудования топливного хозяйства ТЭЦ на твердом топливе . . . . .                                                                                  | 176 |
| Глава шестая. Примеры выбора вспомогательного оборудования ТЭЦ . . . . .                                                                                               | 178 |
| 6.1. Исходные данные . . . . .                                                                                                                                         | 178 |
| 6.2. Вспомогательное оборудование энергетического котла . . . . .                                                                                                      | 178 |
| 6.3. Вспомогательное оборудование пикового водогрейного котла . . . . .                                                                                                | 182 |
| 6.4. Дымовая труба . . . . .                                                                                                                                           | 184 |
| 6.5. Вспомогательное оборудование водопитательной установки . . . . .                                                                                                  | 186 |
| 6.6. Вспомогательное оборудование узла подпитки теплосети . . . . .                                                                                                    | 187 |
| 6.7. Пароводяные подогреватели и водо-водяные теплообменники . . . . .                                                                                                 | 188 |
| Список литературы . . . . .                                                                                                                                            | 195 |

**Юрий Павлович Соловьев**

**ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ  
ПАРОТУРБИННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ**

Редактор **В. И. Кушнырёв**

Редактор издательства **Н. М. Пеунова**

Переплет художника **В. Я. Батищева**

Технический редактор **Н. П. Собакина**

Корректор **Л. С. Тимохова**

ИБ № 2783

Сдано в набор 27.04.83 Подписано в печать 26.08.83 Т-17951  
Формат 70×100/16 Бумага типографская № 3 Гарнитура литературная  
Печать высокая Усл.печ.л. 16,25 Усл.кр.-отт 16,58 Уч.-изд.л. 18,32  
Тираж 6000 экз. Заказ 3143 Цена 1 р. 10 к.

Энергоатомиздат, 113114, Москва, М-114, Шлязовая наб., 10

Ордена Октябрьской Революции и ордена Трудового Красного Знамени Первая Образцовая типография имени А. А. Жданова Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли. Москва, М-54, Вилковая, 28